

バングラデシュ国

電力・エネルギー・鉱物資源省

バングラデシュ国  
チッタゴン石炭火力発電所  
建設事業準備調査報告書

ファイナルレポート  
(発電所・港湾・送電線・  
アクセス道路・自然条件調査)

Book 1

公開版

平成 27 年 3 月

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社  
東京電力株式会社

4R
JR(先)
15-009



バングラデシュ国

電力・エネルギー・鉱物資源省

バングラデシュ国  
チッタゴン石炭火力発電所  
建設事業準備調査報告書

ファイナルレポート  
(発電所・港湾・送電線・  
アクセス道路・自然条件調査)

Book 1

公開版

平成 27 年 3 月

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社  
東京電力株式会社





## 目次

目次

表・図目次

略語

頁

### Book 1

<b>第1章</b>	<b>序文</b> .....	<b>1-1</b>
1.1	背景 .....	1-1
1.2	本調査の目的 .....	1-2
1.2.1	本調査の目的.....	1-2
1.2.2	調査実施内容.....	1-2
1.2.3	調査スケジュール.....	1-2
1.3	調査団の構成および分担 .....	1-4
<b>第2章</b>	<b>本事業の基本コンセプト</b> .....	<b>2-1</b>
2.1	基本コンセプトの設定 .....	2-1
2.1.1	1st Unit with State-of-art Technology ～ 初号機にふさわしく、かつ技術力向上に適した設備とする .....	2-2
2.1.2	Environmental Friendly ～ 環境負荷の低い設備とする .....	2-3
2.1.3	Power System Stability ～ 「バ」国の電力ネットワーク安定に寄与する最適な設備とする .....	2-5
2.1.4	Expansion Potential in the future ～ 将来発展性のある設備とする .....	2-5
2.1.5	Social Community Development ～ 地域社会に貢献する発電所とする .....	2-6
<b>第3章</b>	<b>バングラデシュの現状と本事業の必要性・妥当性</b> .....	<b>3-1</b>
3.1	国の一般的概要 .....	3-1
3.1.1	地勢と人口 .....	3-1
3.1.2	気候 .....	3-1
3.1.3	政治体制.....	3-2
3.2	マクロ経済 .....	3-2
3.2.1	全般的な経済状況.....	3-2
3.3	電力セクターの現状 .....	3-4
3.3.1	電力セクターの組織形態 .....	3-4
3.3.2	電力セクターの現況と課題 .....	3-6
3.4	他ドナーの動向と実績 .....	3-8

3.4.1	他ドナーの動向.....	3-8
3.4.2	電力事業と既設プロジェクトの現状.....	3-13
3.5	石炭火力発電マスタープラン調査（PSMP2010）の概要.....	3-17
3.5.1	電力需要予測.....	3-17
3.5.2	エネルギーバランスと電源開発シナリオ.....	3-18
3.5.3	石炭火力開発計画.....	3-20
3.6	エネルギーの選択肢（石炭の必要性）.....	3-21
3.6.1	エネルギーバランス.....	3-22
3.6.2	各種発電用エネルギーの比較.....	3-22
3.6.3	石炭利用における環境負荷低減策.....	3-25
3.6.4	輸入炭を使用することの妥当性.....	3-30
3.7	発電設備単機容量.....	3-31
3.7.1	経済性.....	3-32
3.7.2	電力系統全系崩壊の可能性.....	3-33
3.7.3	供給信頼度のレベル.....	3-34
3.7.4	環境性（CO <sub>2</sub> 排出量）比較.....	3-35
3.7.5	保守点検の容易性.....	3-35
3.7.6	総合評価.....	3-35
3.8	本事業がもたらす経済効果.....	3-36
3.8.1	GDP に与える影響.....	3-36
3.8.2	電力セクターの財政に与える影響.....	3-37
3.8.3	地域住民にもたらす効果.....	3-37
<b>第4章</b>	<b>発電所計画地の選定.....</b>	<b>4-1</b>
4.1	検討地点.....	4-1
4.2	事業候補地点.....	4-1
4.3	検討条件.....	4-2
4.3.1	検討フロー.....	4-2
4.3.2	自然条件の概況.....	4-3
4.3.3	港湾施設計画の条件.....	4-8
4.4	港湾配置計画の検討（港湾設備）.....	4-9
4.5	事業候補地点の比較検討.....	4-12
4.5.1	港湾域の静穏度.....	4-12
4.5.2	漂砂シミュレーション.....	4-30
4.5.3	事業候補地点の選定結果（港湾計画に基づく選定）.....	4-46
4.6	港湾施設計画の検討（港湾施設）.....	4-48
4.6.1	概要.....	4-48
4.6.2	沖積み荷役設備の可能性検討.....	4-50

4.7	代替案の検討.....	4-53
4.8	結論.....	4-63
<b>第5章</b>	<b>事業候補地の自然条件.....</b>	<b>5-1</b>
5.1	サイクロン.....	5-1
5.2	地形.....	5-4
5.3	地質・地盤.....	5-6
5.4	底質.....	5-8
5.5	水質.....	5-10
5.6	海域水深.....	5-10
5.7	潮流.....	5-13
5.8	波浪.....	5-15
5.9	地震係数.....	5-16
5.10	津波.....	5-20
5.11	洪水.....	5-22
<b>第6章</b>	<b>石炭供給計画.....</b>	<b>6-1</b>
6.1	石炭資源量と埋蔵量.....	6-1
6.1.1	石炭分類.....	6-1
6.1.2	世界の石炭確定埋蔵量.....	6-1
6.2	世界における輸入炭の需給状況.....	6-2
6.2.1	世界の石炭需要.....	6-2
6.2.2	世界の石炭生産.....	6-4
6.2.3	石炭の海上貿易.....	6-4
6.2.4	一般炭の輸出国.....	6-5
6.2.5	一般炭の輸入国.....	6-5
6.3	Matarbari CFPP への石炭供給可能性.....	6-6
6.3.1	豪州.....	6-7
6.3.2	インドネシア.....	6-9
6.3.3	南アフリカ.....	6-12
6.3.4	モザンビーク.....	6-13
6.4	Matarbari CFPP への石炭供給計画.....	6-14
6.4.1	輸入炭の発熱量と輸入炭の概要.....	6-14
6.4.2	設計炭の石炭品質.....	6-16
6.4.3	石炭供給調査.....	6-17
6.4.4	石炭価格.....	6-25
6.4.5	石炭輸送と積出港.....	6-30
6.4.6	船の配分計画.....	6-40
6.4.7	輸送船の形態.....	6-44

<b>第7章</b>	<b>概念設計</b> .....	<b>7-1</b>
7.1	プロジェクトの概要.....	7-1
7.2	プラントシステムの基本検討.....	7-1
7.2.1	蒸気サイクルの候補.....	7-1
7.2.2	主要部材の材質.....	7-1
7.2.3	各蒸気サイクルの予想性能.....	7-3
7.2.4	蒸気サイクルの経済性評価.....	7-7
7.3	業務範囲.....	7-10
7.3.1	一般.....	7-10
7.3.2	請負者が実施する業務.....	7-10
7.3.3	400 kV 送電線と変電所設備.....	7-17
7.3.4	発注者が実施する業務.....	7-19
7.4	発電所設計の基本条件.....	7-19
7.4.1	設計条件.....	7-19
7.4.2	想定プラント性能.....	7-20
7.4.3	規格.....	7-21
7.4.4	発電所配置計画.....	7-22
7.4.5	環境要求事項.....	7-28
7.4.6	ボイラおよび排ガス処理装置.....	7-31
7.4.7	蒸気タービンおよび付属設備.....	7-35
7.4.8	石炭および石炭燃焼灰取扱設備.....	7-43
7.4.9	用水処理設備.....	7-52
7.4.10	排水処理設備.....	7-58
7.4.11	消火設備.....	7-61
7.4.12	電気設備.....	7-61
7.4.13	制御監視装置.....	7-68
7.5	操作上の必要条件.....	7-68
7.5.1	一般事項.....	7-68
7.5.2	プラント責務.....	7-69
7.5.3	制御と運転の考え方.....	7-69
7.6	各代替案比較のまとめ.....	7-70
<b>第8章</b>	<b>土木建設業務の検討</b> .....	<b>8-1</b>
8.1	発電所敷地高の検討.....	8-1
8.1.1	設計潮位.....	8-1
8.1.2	設計高潮位.....	8-2
8.1.3	高潮対策.....	8-8
8.1.4	浚渫土量の検討.....	8-10

8.1.5	発電所の敷地高.....	8-11
8.2	港湾設備計画.....	8-14
8.2.1	対象船舶と港湾設備.....	8-14
8.2.2	対象船舶の諸元.....	8-14
8.2.3	船舶航路および泊地の諸元.....	8-14
8.2.4	港湾レイアウトの比較検討.....	8-15
8.2.5	維持浚渫.....	8-18
8.2.6	概略検討.....	8-22
8.2.7	浚渫工事の検討.....	8-24
8.2.8	浚渫・敷地造成工事に係る施工手順.....	8-30
8.3	冷却水設備.....	8-32
8.3.1	冷却水取水量.....	8-32
8.3.2	取水、放水方式の選択.....	8-32
8.3.3	放水方式.....	8-34
8.4	スクリーンポンプピット.....	8-35
8.5	循環水パイプ.....	8-36
8.6	放水トンネル.....	8-37
8.7	放水口.....	8-38
8.8	建屋.....	8-39
8.9	煙突.....	8-40
8.10	道路.....	8-41
8.11	雨水設備.....	8-42
8.12	灰捨場.....	8-42
8.13	物揚場.....	8-44
8.14	地盤改良.....	8-45
<b>第9章</b>	<b>電力系統解析および送変電設備計画.....</b>	<b>9-1</b>
9.1	電力系統解析.....	9-1
9.1.1	線種選定.....	9-1
9.1.2	電力系統解析の目的.....	9-7
9.1.3	検討ケースとその条件.....	9-8
9.1.4	電力潮流計算.....	9-10
9.1.5	N-1 想定事故計算.....	9-13
9.1.6	事故電流解析.....	9-13
9.1.7	過渡安定度解析.....	9-14
9.2	送電線.....	9-16
9.2.1	送電線ルート概要.....	9-16
9.2.2	送電線概略設計.....	9-22

9.2.3	送電線の資材数量.....	9-27
9.2.4	スペアパーツ、工具及び計測機器類.....	9-28
9.3	400kV Anowara 変電所（既設系統との接続点） .....	9-29
9.3.1	変電所概要.....	9-29
9.3.2	変電所の概略設計.....	9-30
<b>第10章</b>	<b>プロジェクト建設計画.....</b>	<b>10-1</b>
10.1	プロジェクト実施スケジュール .....	10-1
10.2	プロジェクト実施 .....	10-3
10.2.1	入札方式.....	10-3
10.2.2	発電プラントおよび港湾設備建設の調達パッケージ比較 .....	10-5
10.2.3	発電プラント建設の入札者に対する事前資格審査（PQ）.....	10-7
10.2.4	想定建設工程.....	10-8
10.2.5	主要建設工事.....	10-10
10.2.6	プロジェクト実施手続き .....	10-13
10.3	発電所と港湾建設のコンサルタント業務実行計画.....	10-14
10.3.1	コンサルタントの業務範囲 .....	10-14
10.3.2	報告書と書類.....	10-19
10.3.3	専門的知識必要条件 .....	10-19
10.3.4	コンサルタントのための必要条件（基準） .....	10-20
10.3.5	プロジェクト実施体制.....	10-21
10.4	400kV 送電線工事及び調達.....	10-22
10.4.1	実施方針.....	10-22
10.4.2	調達方針.....	10-23
10.4.3	コンサルタント業務範囲 .....	10-23
10.4.4	送電線・変電所建設スケジュール(Lot 2).....	10-25
10.5	経営計画コンサルティングサービス.....	10-27
10.5.1	サービスのスコープ .....	10-27
10.5.2	必要な専門家.....	10-28
10.6	石炭調達コンサルティングサービス.....	10-28
10.6.1	サービスのスコープ .....	10-28
10.6.2	必要な専門家.....	10-30
10.7	アクセス道路のコンサルタント業務実行計画.....	10-31
10.7.1	コンサルタントの業務範囲 .....	10-31
10.7.2	報告書及び提出書類 .....	10-35
10.7.3	専門的必要条件.....	10-37
10.7.4	コンサルタントの必要条件 .....	10-38
10.7.5	事業実施組織、体制 .....	10-39

<b>第 11 章</b>	<b>事業実施体制</b> .....	<b>11-1</b>
11.1	プロジェクトの実施体制 .....	11-1
11.1.1	基本方針.....	11-1
11.1.2	プロジェクトの実施主体 .....	11-1
11.1.3	本プロジェクトの実施体制案 .....	11-2
11.1.4	運転開始後の維持管理体制 .....	11-5
11.1.5	Public-Private Partnership (PPP)の導入可能性 .....	11-5
11.2	事業に関連する組織の機能と役割.....	11-8
11.2.1	事業の推進.....	11-8
11.2.2	資金調達.....	11-9
11.2.3	電力の販売.....	11-11
11.3	公的セクター電力機関の財務状態比較.....	11-12
11.3.1	電力機関のプロフィール .....	11-12
11.3.2	経営効率からみた財務面の実績 .....	11-17
11.3.3	公的電力機関の財務体力 .....	11-28
11.4	関係機関の組織図と要員数 .....	11-33
11.4.1	PGCB.....	11-33
11.4.2	BPDB の IPP Cell.....	11-36
11.4.3	Power Division.....	11-36
11.5	組織の強化およびプロジェクト実施に関するロードマップ .....	11-38
11.5.1	短期 .....	11-38
11.5.2	中期.....	11-41
<b>第 12 章</b>	<b>新発電会社の経営管理</b> .....	<b>12-1</b>
12.1	CPGCBL の目指すべき方向性 .....	12-1
12.1.1	目指すべき方向性.....	12-1
12.1.2	CPGCBL 経営ビジョン .....	12-2
12.2	コーポレートガバナンス .....	12-4
12.2.1	「バ」国における関係法令 .....	12-4
12.2.2	先行する民営化企業における主要な調査結果.....	12-5
12.2.3	CPGCBL コーポレートガバナンス体制に係る基本的枠組みの構築 .....	12-7
12.3	人材管理 .....	12-13
12.3.1	人材管理政策.....	12-13
12.3.2	組織管理体制.....	12-14
12.3.3	採用 .....	12-20
12.3.4	キャリア開発とトレーニング .....	12-33
12.4	経理及び財務管理 .....	12-38
12.4.1	会計システム.....	12-38

12.4.2	財務管理.....	12-54
12.4.3	プロジェクト実施のための資金調達.....	12-60
12.4.4	運転資金の調達.....	12-62
12.4.5	予算管理.....	12-64
12.4.6	財務シミュレーション .....	12-69
12.5	リスク管理 .....	12-71
12.5.1	リスクの把握.....	12-71
12.5.2	リスクの分析.....	12-71
12.5.3	契約による保全及び「バ」国における慣行.....	12-85
12.5.4	買電契約（PPA） .....	12-91
12.5.5	リスクを最小化するための方策.....	12-93
12.6	石炭の調達 .....	12-99
12.7	情報管理 .....	12-107
12.7.1	情報発信.....	12-107
12.7.2	維持管理活動へのフィードバック：Performance Management System の導入 .....	12-107
12.7.3	外部への情報発信.....	12-109
12.8	経営計画 .....	12-110
<b>第 13 章</b>	<b>運転維持管理.....</b>	<b>13-1</b>
13.1	組織管理システム .....	13-1
13.1.1	基本方針.....	13-1
13.1.2	組織図と業務分担.....	13-2
13.2	運転維持管理 .....	13-7
13.2.1	基本方針.....	13-7
13.2.2	石炭火力発電所の特徴 .....	13-8
13.2.3	「バ」国内における技術的能力.....	13-9
13.2.4	個別課題への対応策 .....	13-12
13.3	発電所におけるキャリア開発とトレーニング.....	13-18
13.3.1	基本方針.....	13-18
13.3.2	発電所要員の養成方法 .....	13-18
13.3.3	運転訓練.....	13-19
13.3.4	シミュレータ導入によるオペレーション技術の向上 .....	13-22
13.3.5	研修計画の概要と必要な機材 .....	13-24
13.4	環境管理 .....	13-26
13.4.1	組織体制.....	13-26
13.4.2	環境保全対策.....	13-26
13.4.3	環境モニタリング管理 .....	13-29
13.4.4	地域社会との共生.....	13-30



13.5	安全管理	13-32
13.5.1	基本方針	13-32
13.5.2	現状分析	13-32
13.5.3	リスク低減へのアプローチ	13-34
13.5.4	組織制度面の提案	13-35
13.5.5	事前安全活動（予防保全活動）	13-39
13.5.6	事後活動	13-41
13.5.7	安全装備品	13-42
13.5.8	建期間中及び営業運転開始後の安全管理体制の強化	13-43
13.6	運転維持管理に関する将来の方向性	13-44
13.6.1	現状の課題	13-44
13.6.2	長期的なメンテナンス計画	13-46
13.6.3	メンテナンス体制	13-48
13.6.4	運転体制	13-51
13.6.5	発電所の O&M 費用	13-54
13.7	送電線の運転維持管理	13-62
13.8	アクセス道路建設の実施と維持管理	13-64
13.8.1	実施機関	13-64
13.8.2	プロジェクト実施ユニット（PIU）	13-69
13.8.3	関連機関	13-72
<b>第 14 章</b>	<b>経済財務分析</b>	<b>14-1</b>
14.1	事業費 <Blank>	14-1
14.1.1	算出の基本条件 <Blank>	14-1
14.1.2	プラント建設費 <Blank>	14-1
14.1.3	発電設備建設費の推定 <Blank>	14-1
14.2	経済及び財務分析 <Blank>	14-1
14.2.1	前提条件 <Blank>	14-1
14.2.2	財務シミュレーション <Blank>	14-1
14.3	財務的評価 <Blank>	14-1
14.3.1	評価の方法論と基本的変数 <Blank>	14-1
14.3.2	財務コスト <Blank>	14-1
14.3.3	財務便益 <Blank>	14-1
14.3.4	FIRR <Blank>	14-2
14.3.5	感度分析 <Blank>	14-2
14.3.6	結論と提言 <Blank>	14-2
14.4	経済分析 <Blank>	14-2
14.4.1	評価方法と基本的変数 <Blank>	14-2

14.4.2	経済費用 <Blank> .....	14-2
14.4.3	経済便益 <Blank> .....	14-2
14.4.4	経済分析 <Blank> .....	14-2
14.4.5	感度分析 <Blank> .....	14-2
14.5	運用効果指標 .....	14-3
14.5.1	定量的効果.....	14-3

## Book 2

### 第 15 章 環境社会配慮

## Book 3

### 第 16 章 アクセス道路の計画と設計

### 第 17 章 自然条件調査

## Book 4

### Appendices

#### 第 5 章

#### 第 10 章

#### 第 12 章

#### 第 15 章

## Book 5

### Appendices

#### 第 16 章

#### 第 17 章

表目次

	頁
表 1.2-1	本調査の実施スケジュール..... 1-3
表 2.1-1	日本における USC 石炭火力設備の導入実績..... 2-3
表 3.2-1	主要マクロ経済指標..... 3-3
表 3.3-1	一人当たりの電力消費量..... 3-6
表 3.4-1	ADB の実績..... 3-9
表 3.4-2	WB の実績..... 3-11
表 3.4-3	他ドナーによる実績..... 3-12
表 3.5-1	2030 年までの長期需要予測..... 3-17
表 3.6-1	「バ」国のエネルギーバランス（2009 年）..... 3-22
表 3.6-2	「バ」国が調達を計画する火力発電用燃料の比較..... 3-25
表 3.7-1	比較対象ケース..... 3-32
表 3.7-2	発電原価（送電端）..... 3-32
表 3.7-3	供給信頼度のレベル..... 3-35
表 3.7-4	CO <sub>2</sub> 排出量..... 3-35
表 4.3-1	Sonadia Island 周辺における潮流..... 4-7
表 4.3-2	Sonadia Island における潮位..... 4-7
表 4.3-3	対象船舶の諸元..... 4-8
表 4.3-4	航路および泊地の諸元..... 4-8
表 4.3-5	航路・バースの静穏度条件..... 4-8
表 4.4-1	配置計画案..... 4-9
表 4.5-1	港内各水域の波高比（防波堤なし）..... 4-13
表 4.5-2	港内各水域の波高比（防波堤あり）..... 4-13
表 4.5-3	港内各水域の稼働率（防波堤なし）..... 4-16
表 4.5-4	港内各水域の稼働率（防波堤あり）..... 4-16
表 4.5-5	複合出現頻度表（防波堤あり、港内、年）..... 4-17
表 4.5-6	有義波高と周期の頻度表（泊地、7 月）..... 4-18
表 4.5-7	有義波高と周期の頻度表（泊地、6 月）..... 4-18
表 4.5-8	港内各水域の波高比（防波堤なし）..... 4-19
表 4.5-9	港内各水域の稼働率（防波堤なし）..... 4-23
表 4.5-10	複合出現頻度表（港内、年）..... 4-24
表 4.5-11	港内各水域の波高比（防波堤なし）..... 4-25
表 4.5-12	港内各水域の稼働率（防波堤なし）..... 4-28
表 4.5-13	複合出現頻度表（港内、年）..... 4-29
表 4.5-14	海浜変形に及ぼす影響検討結果..... 4-32
表 4.5-15	事業候補地点の選定結果（港湾計画の観点に基づく）..... 4-46

表 4.5-16	港湾形状の最適検討結果	4-47
表 4.6-1 (1)	沖積み荷役設備地点の例	4-49
表 4.6-1 (2)	沖積み荷役設備地点の例	4-50
表 4.7-1	Matarbari と Maheskhali サイトの自然環境の比較	4-53
表 4.7-2	主なシミュレーション結果	4-54
表 4.7-3	自然環境からみた両候補地の比較	4-55
表 4.7-4	主なシミュレーション結果	4-55
表 4.7-5	港湾形式の比較	4-56
表 4.7-6	サイトが属する社会環境状況	4-59
表 4.7-7	社会環境からみた両サイトの比較	4-61
表 4.8-1	サイト選定の結果	4-63
表 5.1-1	来襲した主要なサイクロン(1960年～2011年)	5-1
表 5.3-1	ボーリング調査	5-6
表 5.3-2	ボーリング調査	5-6
表 5.4-1 (1)	底質調査結果（雨期）	5-8
表 5.4-1 (2)	底質調査結果（乾期）	5-9
表 5.5-1	水質調査結果	5-10
表 5.7-1	調和定数	5-13
表 5.7-2	測定箇所一覧	5-15
表 5.9-1	地震係数 (Z)	5-18
表 5.9-2	構造物重要度係数 (I)	5-18
表 5.9-3	地域係数 (S)	5-18
表 5.9-4	構造仕様別応答係数(R)	5-19
表 6.1-1	世界の石炭可採埋蔵量	6-2
表 6.2-1	地域別・シナリオ別石炭需要	6-4
表 6.2-2	世界の石炭生産量	6-4
表 6.2-3	一般炭輸出量上位国	6-5
表 6.2-4	一般炭輸入量上位国	6-6
表 6.3-1	輸送費と航海日数	6-6
表 6.3-2	豪州の石炭需給見通し	6-7
表 6.3-3	豪州の石炭プロジェクト数	6-8
表 6.3-4	豪州の石炭増産計画	6-9
表 6.3-5	豪州の炭種別石炭輸出見通し	6-9
表 6.3-6	インドネシアの石炭増産計画	6-10
表 6.3-7	インドネシアの炭種別石炭輸出見通し	6-11
表 6.3-8	南アフリカの石炭増産計画	6-13
表 6.3-9	南アフリカの炭種別石炭輸出見通し	6-13

表 6.3-10	モザンビークの石炭増産計画	6-14
表 6.3-11	モザンビークの炭種別石炭輸出見通し	6-14
表 6.4-1	設計炭の候補	6-16
表 6.4-2	単味銘柄の概要	6-17
表 6.4-3	ブレンド用炭の概要	6-17
表 6.4-4	生産実績	6-18
表 6.4-5	各ピットの生産量、埋蔵量と生産状況	6-21
表 6.4-6	石炭性状	6-21
表 6.4-7	石炭性状と生産量	6-22
表 6.4-8	石炭品質	6-24
表 6.4-9	石炭の計画生産量	6-24
表 6.4-10	OECD による石炭価格の長期シナリオ	6-26
表 6.4-11	6,300kcal と 4,700kcal の予想 FOB 価格	6-28
表 6.4-12	Matarbari CFPP への豪州炭価格 (US\$/t)	6-29
表 6.4-13	Matarbari CEPP へのインドネシア炭価格 (US\$/t)	6-29
表 6.4-14	ニューキャッスル港の実績	6-31
表 6.4-15	PWCS の設備能力	6-33
表 6.4-16	NCIG の設備能力	6-34
表 6.4-17	インドネシア国の石炭埋蔵量	6-35
表 6.4-18	代表的な船型	6-45
表 6.4-19	豪州、インドネシアの主要港からの航海日数の試算	6-49
表 7.2-1	大型火力発電設備向けの典型的に蒸気サイクル性能	7-1
表 7.2-2	亜臨界、SC 及び USC の予想性能比較	7-6
表 7.2-3	燃料費の正味現在価値	7-8
表 7.2-4	石炭火力発電所建設費の比較	7-9
表 7.2-5	亜臨界および USC 石炭火力発電所の経済性比較	7-10
表 7.4-1	設計条件（案）	7-19
表 7.4-2	設計炭仕様(案)	7-20
表 7.4-3	想定プラント性能	7-20
表 7.4-4	発電所敷地の配置と必要敷地面積	7-25
表 7.4-5	汚染物質の排出制限値	7-28
表 7.4-6	工業エリアにおける騒音基準値	7-28
表 7.4-7	工業排水基準	7-29
表 7.4-8	生活排水基準	7-31
表 7.4-9	ボイラ設計基準	7-32
表 7.4-10	石灰石/石膏法 FGD と海水法 FGD の比較	7-34
表 7.4-11	ボイラ排ガス処理設備の所要性能	7-35

表 7.4-12	TC と CC 軸構成の比較	7-37
表 7.4-13	蒸気タービンおよび付帯設備の仕様	7-41
表 7.4-14	貫流ボイラのボイラ給水処理	7-43
表 7.4-15	グラブタイプと連続式バケットタイプの比較表	7-45
表 7.4-16	フラットタイプと管タイプの比較表	7-48
表 7.4-17	各脱塩装置の比較	7-54
表 7.4-18	発電機仕様概要	7-65
表 7.4-19	変圧器タイプの比較	7-66
表 7.6-1	各代替案比較のまとめ	7-71
表 8.1-1	22 年間の潮位データ(参考値)	8-1
表 8.1-2	極値統計解析による高潮	8-3
表 8.1-3	サイクロンデータ	8-4
表 8.1-4	沿岸域の設計高潮	8-6
表 8.1-5	設計高潮	8-8
表 8.1-6	高潮対策工の比較検討	8-9
表 8.1-7	浚渫土量の計算結果	8-10
表 8.2-1	対象船舶の諸元	8-14
表 8.2-2	船舶航路および泊地の諸元	8-14
表 8.2-3	港湾形状の比較検討結果	8-17
表 8.2-4	底質土の粒径分布	8-21
表 8.2-5	浚渫方法	8-25
表 8.2-6	浚渫方法の概要	8-25
表 8.3-1	各種取水方式の分類および適用比較表	8-33
表 8.3-2	各種放水方式の分類及び適用比較表	8-34
表 8.8-1	建屋詳細	8-39
表 8.10-1	道路幅員と隅切り半径	8-41
表 9.1-1	400kV Bibiyana – Kaliakoir 送電線のコスト	9-1
表 9.1-2	電線のリスト	9-1
表 9.1-3	各送電線の想定コスト	9-2
表 9.1-4	損失係数計算のための想定	9-3
表 9.1-5	送電容量計算のための条件	9-4
表 9.1-6	各送電線の送電容量	9-4
表 9.1-7	送電線年経費計算のための条件	9-4
表 9.1-8	600MW/回線時の各送電線の特性	9-5
表 9.1-9	回線あたり 600MW の場合の各送電線の年経費	9-6
表 9.1-10	1,200MW/回線時の各送電線の特性	9-6
表 9.1-11	回線あたり 800MW/1,000MW の場合の各送電線の年経費	9-7

表 9.1-12	ACSR Finch VS LL-TACSR 490mm <sup>2</sup> .....	9-7
表 9.1-13	電力系統解析検討項目.....	9-8
表 9.1-14	2020年頃の Hatharzari 以南の発電所リスト.....	9-9
表 9.1-15	2020年頃の Hatharzari 以南の電力需給バランス.....	9-9
表 9.1-16	2020年頃の電源と需要パターン.....	9-9
表 9.1-17	検討で使用した 400kV 送電線定数.....	9-10
表 9.1-18	Machine.....	9-10
表 9.1-19	Generator.....	9-10
表 9.1-20	Exciter.....	9-10
表 9.1-21	Governor.....	9-10
表 9.1-22	想定事故計算結果.....	9-13
表 9.1-23	事故電流値.....	9-14
表 9.1-24	過渡安定度解析結果.....	9-15
表 9.2-1	主な角度点の座標.....	9-17
表 9.2-2	概略区間長.....	9-18
表 9.2-3	電線の技術的特性.....	9-23
表 9.2-4	地線の技術的特性.....	9-23
表 9.2-5	がいし形状.....	9-24
表 9.2-6	がいし装置の最小安全率.....	9-24
表 9.2-7	最小電線地上高.....	9-24
表 9.2-8	鉄塔型と適用条件.....	9-25
表 9.2-9	鉄塔基数.....	9-27
表 9.2-10	電線・地線数量.....	9-27
表 9.2-11	がいし及びがいし装置数量 (適用電線: LL-ACSR/AS 490mm <sup>2</sup> ).....	9-27
表 9.2-12	がいし及びがいし装置数量 (適用電線: Finch).....	9-27
表 9.3-1	主要機器数量.....	9-32
表 10.2-1	プロジェクト調達パッケージ比較分析.....	10-6
表 10.2-2	USC プラント供給者に対する事前資格審査基準.....	10-8
表 10.2-3	プロジェクトの想定建設工程.....	10-8
表 10.7-1	報告書及び提出書類リスト.....	10-36
表 10.7-2	主要コンサルタント要員.....	10-37
表 11.1-1	IMSC の構成.....	11-4
表 11.1-2	本事業において考えられる PPP の選択肢.....	11-6
表 11.3-1	公的セクターの電力事業実施機関.....	11-12
表 11.3-2	公的電力各機関の財務実績.....	11-17
表 11.3-3	BPDB における卸売電力量.....	11-18
表 11.3-4	BPDB の電力購入及び総コスト.....	11-18

表 11.3-5	平均的電力供給コスト、販売価格及び卸売タリフ .....	11-23
表 11.3-6	QRPPs のタリフ .....	11-24
表 11.3-7	卸売タリフの改定.....	11-25
表 11.3-8	小売タリフ(2012年9月1日発効).....	11-26
表 11.3-9	BPDB の財務実績.....	11-28
表 11.3-10	APSCL の財務成績 .....	11-29
表 11.3-11	PGCB の財務業績.....	11-30
表 11.3-12	DESCO の財務成績.....	11-32
表 11.4-1	現在進行中のプロジェクト概要 .....	11-34
表 11.4-2	送電線プロジェクトの PIU.....	11-35
表 11.5-1	短期ロードマップ-1（コーポレートガバナンス体制の整備） .....	11-38
表 11.5-2	短期ロードマップ-2（人的資源管理） .....	11-39
表 11.5-3	短期ロードマップ-3（事業実施承認の取得） .....	11-40
表 11.5-4	中期ロードマップ-1（法律上の手続き） .....	11-41
表 11.5-5	中期ロードマップ-2（入札の手続きと建設工事） .....	11-42
表 11.5-6	中期ロードマップ-3（石炭の調達） .....	11-42
表 11.5-7	中期ロードマップ-4（企業体質の強化） .....	11-43
表 11.5-8	中期ロードマップ-5（発電所運転維持管理要員の採用） .....	11-44
表 12.1-1	「バ」国電力セクターの先行事例 .....	12-1
表 12.2-1	バングラデシュ コーポレートガバナンス規範 2004 重要点 .....	12-4
表 12.2-2	コーポレートガバナンス慣行に関する比較チャート .....	12-6
表 12.2-3	CPGCBL が導入すべき規定・規則類.....	12-9
表 12.3-1	ステップの区分け.....	12-16
表 12.3-2	各ステップにおける業務実施項目 .....	12-17
表 12.3-3	ステップ毎の要員リスト（案） .....	12-18
表 12.3-4	先行他社における採用プロセス、雇用条件の比較 .....	12-21
表 12.3-5	選考試験内容（EGCB 事例を参考）.....	12-25
表 12.3-6	先行他社における報酬・奨励制度（基本給）の比較 .....	12-26
表 12.3-7	「バ」国先行各社の基本給の比較 .....	12-30
表 12.3-8	基本給と各種手当との関係.....	12-31
表 12.3-9	先行他社のトレーニング比較 .....	12-33
表 12.4-1	IAS 及び IFRS の採択状況 .....	12-40
表 12.4-2	要求される専門的知識の範囲 .....	12-46
表 12.4-3	勘定科目体系—貸借対照表—（案） .....	12-48
表 12.4-4	勘定科目体系—損益計算書—（案） .....	12-49
表 12.4-5	統合経理システムがカバーすべき標準的機能 .....	12-52
表 12.4-6	電力事業各社における権限委譲の実態 .....	12-57



表 12.4-7	BPDB における予算と実績の対比 (FY 2010-11) .....	12-66
表 12.4-8	予算編成日程表.....	12-68
表 12.5-1	原因別リスクの認識 (プロジェクト稼働前).....	12-72
表 12.5-2	原因別リスクの認識 (プロジェクト稼働後).....	12-77
表 12.5-3	電力開発事業において使用される主要な契約書 .....	12-86
表 12.6-1	各 Option の比較分析.....	12-102
表 12.7-1	情報データの種類.....	12-109
表 12.8-1	発電会社の KPI (APSCCL の例) .....	12-110
表 13.1-1	O&M 業務の分担.....	13-1
表 13.1-2	石炭火力における業務分担 (日本の例) .....	13-3
表 13.1-3	Matarbari CTPP の要員数と業務分担.....	13-5
表 13.2-1	石炭焚ボイラとガス焚ボイラの比較 .....	13-8
表 13.2-2	Ghorasal 発電所と Ashuganj 発電所の現在の運転状態.....	13-9
表 13.2-3	作業工程表 (最短のケース) .....	13-15
表 13.3-1	新入社員研修のスケジュール .....	13-19
表 13.3-2	認定制度の概要.....	13-19
表 13.3-3	新入社員運転訓練内容.....	13-20
表 13.3-4	運転訓練のパターン.....	13-21
表 13.3-5	事故復旧訓練の事故例.....	13-22
表 13.3-6	ステップ毎の研修計画の概要 .....	13-24
表 13.3-7	必要な機材のための初期費用 .....	13-25
表 13.4-1	発電所の排水区分.....	13-28
表 13.5-1	Bangladesh Labour Act, 2006 の内容.....	13-32
表 13.5-2	TBM-KY Board.....	13-41
表 13.5-3	安全装備品.....	13-42
表 13.6-1	定期点検の種類.....	13-47
表 13.6-2	定期点検の実施計画.....	13-47
表 13.6-3	トラブル発生時のメンテナンス費用確保策比較 .....	13-49
表 13.6-4	メンテナンス実施体制の方向性 .....	13-51
表 13.6-5	運転維持管理専門家のサポート業務 .....	13-53
表 13.6-6	発電所員の人件費.....	13-54
表 13.6-7	各定期点検のメンテナンス費用 .....	13-55
表 13.6-8	外注費用.....	13-56
表 13.6-9	年間の O&M 費用.....	13-57
表 13.6-10	備品の費用.....	13-58
表 13.6-11	送電線の年間維持管理費用.....	13-61
表 13.8-1	RHD の予算と支出額 .....	13-65

表 13.8-2	舗装割合.....	13-66
表 13.8-3	舗装道路の状態.....	13-66
表 13.8-4	道路部門におけるドナーによる支援状況 .....	13-66
表 13.8-5	PIU オフィスのスタッフ .....	13-69
表 13.8-6	過去 5 年の BWDB 予算 .....	13-75
表 13.8-7	コックスバザールの LGED の組織概要 <Blank> .....	13-79
表 13.8-8	過去 5 年間の予算.....	13-80
表 13.8-9	年間維持管理費(2011 年-2012 年).....	13-81
表 13.8-10	道路区分毎の舗装率.....	13-81
表 13.8-11	タイプ別の道路現況.....	13-81
表 14.5-1	運用効果指標.....	14-3

図目次

	頁
図 2.1-1	基本コンセプトのイメージ..... 2-1
図 2.1-2	熱効率の比較..... 2-2
図 2.1-3	CO <sub>2</sub> 排出量の比較..... 2-4
図 2.1-4	SO <sub>x</sub> 排出量の比較 ..... 2-4
図 2.1-5	NO <sub>x</sub> 排出量の比較..... 2-5
図 3.2-1	実質 GDP 成長率の推移..... 3-3
図 3.3-1	「バ」国の電力セクターの体制 ..... 3-5
図 3.3-2	年間最大負荷制限／給電停止 (MW) ..... 3-7
図 3.3-3	「バ」国の電源構成 (2012 年) ..... 3-8
図 3.5-1	PSMP2010 における国内天然ガス生産シナリオ..... 3-18
図 3.5-2	PSMP2010 における国内炭開発シナリオ..... 3-19
図 3.5-3	PSMP2010 における電源開発計画 (Government Policy シナリオ) ..... 3-20
図 3.5-4	PSMP2010 における輸入炭輸送供給計画..... 3-21
図 3.6-1	火力発電用燃料価格の推移..... 3-23
図 3.6-2	クリーンコールテクノロジー体系図と本事業への適用 ..... 3-26
図 3.6-3	石炭灰の有効利用..... 3-28
図 3.6-4	日本の石炭火力発電所の例..... 3-30
図 3.7-1	日負荷率曲線 (2010 年) ..... 3-33
図 3.8-1	GDP に与える影響のイメージ..... 3-36
図 3.8-2	電力セクターの財政に与える影響のイメージ ..... 3-37
図 4.1-1	本検討の対象地点..... 4-1
図 4.3-1	候補地点船底の手順図..... 4-2
図 4.3-2	海図 (候補地点前面海域)..... 4-4
図 4.3-3	波浪推算エリア..... 4-5
図 4.3-4	頻度分布図 (有義波高・周期、波向き、深海域、年) ..... 4-6
図 4.4-1	配置計画 A-1 案 (Matarbari Site 防波堤方式) ..... 4-10
図 4.4-2	配置計画 A-2 案 (Matarbari Site 掘り込み案) ..... 4-10
図 4.4-3	配置計画 B 案 (North Maheshkhali Site) ..... 4-11
図 4.5-1	検討フロー図..... 4-12
図 4.5-2	変形解析結果図 (波向き、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW) ..... 4-14
図 4.5-3	変形解析結果図 (波高比、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW) ..... 4-15
図 4.5-4	変形解析結果図 (波向き、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW) ..... 4-20
図 4.5-5 (1)	変形解析結果図 (波高比、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW) ..... 4-21
図 4.5-5 (2)	変形解析結果図 (波高比、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW) ..... 4-22
図 4.5-6	変形解析結果 (波向き、T <sub>1/3</sub> =9s, direction: SSW) ..... 4-26

図 4.5-7	変形解析結果図（波高比、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW）	4-27
図 4.5-8	漂砂のメカニズム概念図	4-30
図 4.5-9	漂砂のシミュレーションモデル	4-31
図 4.5-10	地形変化図（A-1 案、高波浪時の海浜流による影響）	4-33
図 4.5-11	地形変化図（A-1 案、潮汐の潮流による影響）	4-34
図 4.5-12	流速変化図（A-1 案、潮汐の潮流による影響）	4-35
図 4.5-13	地形変化図（A-2 案、高波浪時の海浜流による影響）	4-36
図 4.5-14	地形変化図（現状図、潮汐の潮流による影響）	4-37
図 4.5-15	地形変化図（A-2 案、潮汐の潮流による影響、絶対評価）	4-38
図 4.5-16	地形変化図（A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状との相対変化）	4-39
図 4.5-17	速度分布図（A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状）	4-40
図 4.5-18	速度分布図（A-2 案、潮汐の潮流による影響、絶対変化）	4-41
図 4.5-19	速度変化図（A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状との相対変化）	4-42
図 4.5-20	地形変化図（B 案、高波浪時の海浜流による影響）	4-43
図 4.5-21	地形変化図（B 案、潮汐の潮流による影響）	4-44
図 4.5-22	速度変化図（B 案、潮汐の潮流による影響）	4-45
図 4.6-1	沖積み荷役設備の概念図	4-48
図 4.6-2	事業候補地周辺海域の海図	4-51
図 4.6-3	月別波高の非超過確率	4-52
図 5.2-1	事業候補地における地形測量結果図	5-5
図 5.3-1	ボーリング調査位置図	5-7
図 5.6-1 (1)	深浅測量結果図（雨期）	5-11
図 5.6-1 (2)	深浅測量結果図(乾期)	5-12
図 5.7-1	深浅測量結果図(乾期)	5-13
図 5.7-2	Matarbari 地点における潮位条件	5-14
図 5.7-3	測定位置図	5-15
図 5.9-1	地震発生回数と最大規模（Richter's Scale）	5-16
図 5.9-2	「バ」国の地震帯	5-17
図 5.10-1	ベンガル湾の断層位置	5-20
図 5.10-2	洪水危険度分布図	5-21
図 5.11-1	タイプ別洪水の発生域	5-22
図 6.1-1	石炭の分類	6-1
図 6.2-1	世界の石炭需要予測	6-3
図 6.2-2	世界の石炭消費量	6-5
図 6.3-1	豪州のブラック・コールの需給見通し	6-7
図 6.3-2	インドネシアの中期石炭需給見通し	6-10
図 6.3-3	インドネシアの長期石炭需給見通し	6-11

図 6.4-1	韓国石炭火力における低品位石炭の利用実績 .....	6-15
図 6.4-2	global COAL のニューキャッスル Index とリチャードベイ Index の推移 .....	6-25
図 6.4-3	豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 価格と回帰直線 .....	6-26
図 6.4-4	2008 年 1 月～10 月のデータを除いた回帰直線 .....	6-27
図 6.4-5	インドネシア炭の発熱量毎の FOB 価格の変動 .....	6-27
図 6.4-6	インドネシア炭の発熱量毎の 1,000kcal/kg の炭価の変動 .....	6-27
図 6.4-7	豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 石炭単価をベースにした High case、Base case の FOB 価格の予想比較 .....	6-28
図 6.4-8	豪州の石炭資源分布図 .....	6-30
図 6.4-9	NSW 州の石炭輸出インフラ .....	6-31
図 6.4-10	ニューキャッスル港の石炭積出しターミナル .....	6-31
図 6.4-11	ニューキャッスル港への進入路 .....	6-32
図 6.4-12	インドネシアの石炭輸送方式 .....	6-35
図 6.4-13	炭鉱からバージ積込港までのトラック輸送 .....	6-36
図 6.4-14	バージ船への積み込み .....	6-36
図 6.4-15	牽引式バージ方式 .....	6-37
図 6.4-16	大型船への積込状況 .....	6-37
図 6.4-17	カリマンタン島の炭鉱の位置 .....	6-38
図 6.4-18	Berau Coal の輸送方式 .....	6-39
図 6.4-19	KIDECO Coal の輸送方式 .....	6-39
図 6.4-20	石炭の積出のフロー図 .....	6-43
図 6.4-21	貨物別に見る船の種類 .....	6-44
図 6.4-22	豪州から「バ」国 チッタゴンまでの輸送行程 .....	6-47
図 6.4-23	インドネシア(Tarakan)から「バ」国 チッタゴン港までの輸送行程 .....	6-48
図 6.4-24	豪州からの海上ルート図 .....	6-50
図 6.4-25	インドネシア、東カリマンタン島からの海上ルート .....	6-50
図 7.2-1	各ボイラ部材の材質と蒸気条件 .....	7-2
図 7.2-2	各材料の 10 万時間クリープ破断強度 .....	7-3
図 7.2-3	蒸気タービン熱消費率の改善効果 .....	7-4
図 7.2-4	USC 石炭火力発電所のコスト内訳 .....	7-8
図 7.4-1	魚の養殖または塩田の状況 .....	7-22
図 7.4-2	地元住民の住宅、生活状況 .....	7-23
図 7.4-3	発電所全体図 .....	7-25
図 7.4-4	発電所全体図 .....	7-27
図 7.4-5	タンデム・コンパウンド軸構成 .....	7-36

図 7.4-6	クロス・コンパウンド軸構成 .....	7-37
図 7.4-7	復水器飽和温度と出入口海水温度との関係 .....	7-39
図 7.4-8	石炭設備の概略系統図.....	7-44
図 7.4-9	石炭パイルのサイズ.....	7-46
図 7.4-10	石炭灰の発生個所と比率.....	7-49
図 7.4-11	灰処理設備.....	7-50
図 7.4-12	逆浸透の原理.....	7-53
図 7.4-13	水処理設備の概念系統図.....	7-56
図 7.4-14	想定される水バランス図.....	7-57
図 7.4-15	排水処理設備の概略系統図.....	7-60
図 7.4-16	電源供給設備の単線結線図.....	7-64
図 8.1-1	エレベーションの関係図.....	8-2
図 8.1-2	主なサイクロンの軌跡図.....	8-4
図 8.1-3 (1)	高潮の頻度分布図 (最大値を採用した場合).....	8-5
図 8.1-3 (2)	高潮の頻度分布図 (最小値を採用した場合).....	8-5
図 8.1-4	極値統計解析結果.....	8-6
図 8.1-5	設計高潮の範囲区分図.....	8-7
図 8.1-6	発電所敷地造成の平面図.....	8-12
図 8.1-7	発電所敷地造成の断面図 (東西方向) .....	8-12
図 8.1-8	灰捨場外周の土堰堤ならびに外周道路の断面図 .....	8-12
図 8.2-1	港湾配置図 (Excavated Port) .....	8-14
図 8.2-2	Plan A: 配置図 (Conventional Port Type) .....	8-16
図 8.2-3	Plan B: 配置図 (Excavated Port Type) .....	8-16
図 8.2-4	シミュレーション結果による流速変化分布図 .....	8-20
図 8.2-5	シミュレーション結果による海底地形変化図 .....	8-20
図 8.2-6	底質調査のサンプル採取地点 .....	8-21
図 8.2-7	港湾設備の概要図.....	8-22
図 8.2-8	航路 (標準断面).....	8-23
図 8.2-9	石炭横棧橋 (標準断面図).....	8-23
図 8.2-10	鋼矢板式護岸 (標準断面図).....	8-24
図 8.2-11	浚渫範囲図.....	8-24
図 8.2-12	浚渫方法 A (航路浚渫) .....	8-26
図 8.2-13	浚渫方法 B および C (陸域浚渫) .....	8-26
図 8.2-14	「バ」国に襲来するサイクロンの数(1977年～2007年).....	8-27
図 8.2-15	浚渫工事工程.....	8-29
図 8.4-1	ポンプ室の概略図及び概略寸法 .....	8-35
図 8.4-2	ポンプピットの概略図.....	8-36

図 8.5-1	埋設パイプの標準断面図	8-37
図 8.6-1	放水トンネルの標準埋設断面図	8-37
図 8.7-1	放水口概略平面図、断面図	8-38
図 8.12-1	灰捨場の標準断面	8-43
図 8.13-1	物揚場（標準断面図）	8-44
図 8.14-1	現地盤の沈下ならびにすべりの概念図	8-45
図 9.1-1	従来電線と低ロス電線の断面図	9-2
図 9.1-2	送電線の負荷率	9-3
図 9.1-3	各送電線の年経費	9-5
図 9.1-4	2020年頃の電力系統	9-8
図 9.1-5	Pattern 1 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttgn: 1900MW Peak)	9-11
図 9.1-6	Pattern 2 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttgn: 0MW Peak)	9-11
図 9.1-7	Pattern 3 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttgn: 1900MW Off-Peak)	9-12
図 9.1-8	Pattern 4 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttgn: 0MW Off-Peak)	9-12
図 9.1-9	Matarbari および Chittagong 発電所の発電機位相角	9-15
図 9.2-1	Matarbari CFPP 引き出しルート	9-16
図 9.2-2	Sangu 川横断及び Anowara 変電所引き込みルート	9-17
図 9.2-3	送電線概略ルート図	9-21
図 9.2-4	4DL Type Tower	9-25
図 9.2-5	4DT60 Type Tower	9-25
図 9.2-6	4D25 Type Tower	9-26
図 9.2-7	4D45 Type Tower	9-26
図 9.2-8	4D1 Type Tower	9-26
図 9.3-1	PGCB による Chittagong 地域の 400kV 系統検討案	9-29
図 9.3-2	Anowara 変電所の 400kV 設備の単線結線図	9-32
図 10.1-1	Matarbari CFPP プロジェクト並びに送電線プロジェクトの想定工程表	10-2
図 10.3-1	Matarbari CFPP 向けのコンサルタントエンジニアの想定組織図	10-22
図 10.4-1	送電線及び変電所建設スケジュール	10-26
図 10.7-1	詳細設計におけるコンサルタントチームの構成	10-39
図 10.7-2	施工監理におけるコンサルタントチームの構成	10-40
図 11.1-1	建設実施中の体制案	11-3
図 11.1-2	運転開始後の維持管理体制	11-5
図 11.2-1	事業の推進	11-8
図 11.2-2	建設期間中の資金の流れ	11-9
図 11.2-3	営業運転開始前の資金の流れ	11-10
図 11.2-4	電力販売の流れ	11-11

図 11.3-1	電力供給コスト及び販売価格 .....	11-24
図 11.3-2	電力販売、購入及び純利益.....	11-29
図 11.4-1	PGCB 全体の組織図と要員数.....	11-33
図 11.4-2	Bibiyana - Kaliakoir 400 kV Project office の組織図 .....	11-35
図 11.4-3	IPP Cell の組織図と要員数.....	11-36
図 11.4-4	Power Division の組織図と要員数.....	11-37
図 12.1-1	CPGCBL の目指すべき方向性.....	12-2
図 12.1-2	経営ビジョンのイメージ図.....	12-2
図 12.2-1	コーポレートガバナンスの基本的枠組み .....	12-4
図 12.2-2	コーポレートガバナンス体制の提案 .....	12-12
図 12.3-1	人材管理に係る業務分掌（本社と発電所の関係） .....	12-14
図 12.3-2	EGCB 本社の組織図（2012年8月現在） .....	12-15
図 12.3-3	CPGCBL 本社の組織図（Step 1 と Step 5） .....	12-19
図 12.3-4	基本給（固定分）と業績.....	12-30
図 12.3-5	総報酬の構成要素.....	12-33
図 12.3-6	人材資源のポートフォリオ.....	12-35
図 12.4-1	APSCL の Finance & Admin Dept における組織構造.....	12-45
図 12.4-2	統合経理パッケージ.....	12-52
図 12.4-3	収益・経費予算編成のフロー .....	12-69
図 12.5-1	原因別リスクの認識（稼働前） .....	12-83
図 12.5-2	原因別リスクの認識（稼働後）.....	12-84
図 12.5-3	ODA 借款によるプロジェクト建設期間中のファイナンス・スキーム .....	12-93
図 12.5-4	ODA 借款によるプロジェクト稼働後のファイナンス・スキーム.....	12-95
図 12.6-1	石炭の流れ（Option 1） .....	12-99
図 12.6-2	石炭の流れ（Option 1'） .....	12-100
図 12.6-3	石炭の流れ（Option 2） .....	12-101
図 12.6-4	石炭の流れ（Option 3） .....	12-101
図 12.6-5	Supporting Agency の組織図と要員数 .....	12-103
図 12.6-6	石炭調達に関する推奨フロー .....	12-105
図 12.6-7	当面の間の運用形態.....	12-106
図 12.6-8	将来の運用形態.....	12-106
図 12.7-1	発電所ネットワークのイメージ .....	12-108
図 13.1-1	日本における石炭火力発電所の組織図例 .....	13-2
図 13.1-2	Matarbari CTPP の組織図.....	13-4
図 13.2-1	微粉炭燃焼ボイラの灰の分布 .....	13-13
図 13.2-2	微粉炭燃焼ボイラでの灰汚れ .....	13-14



図 13.3-1	シミュレーション機器の導入（横河電機導入事例 Eraring 660MW, Australia） .....	13-23
図 13.4-1	発電所における環境マネジメントシステム .....	13-26
図 13.4-2	環境マネジメントシステム（パブリックレベル）.....	13-30
図 13.5-1	「バ」国の安全意識の低さを示す写真 .....	13-34
図 13.5-2	安全管理の実践を表す写真.....	13-34
図 13.5-3	ヒューマンマシンシステム(HMS)と災害発生メカニズム.....	13-35
図 13.5-4	災害発生回数の考え方.....	13-35
図 13.5-5	安全衛生管理体制.....	13-36
図 13.5-6	安全推進協議会（建設・大規模点検） .....	13-37
図 13.5-7	安全管理マニュアル体系.....	13-38
図 13.5-8	PDCA サイクル管理フロー.....	13-39
図 13.5-9	作業着手前の安全対策（TBM-KY 活動） .....	13-41
図 13.6-1	事故停止発生後の運転再開までの業務フロー .....	13-44
図 13.6-2	供給力不足の負のスパイラル .....	13-45
図 13.6-3	保守管理方法の概念図.....	13-46
図 13.6-4	港湾運転会社の現地事務所の組織図 .....	13-60
図 13.7-1	Chittagong GMD の組織図.....	13-62
図 13.7-2	Chittagong (South) Manager (Grid) Office の組織図 .....	13-63
図 13.8-1	RHD の組織図.....	13-64
図 13.8-2	アクセス道路プロジェクトにおける PIU の構造 .....	13-70
図 13.8-3	BWDB の組織図.....	13-73
図 13.8-4	LGED の組織体制.....	13-78

略語

略語	正式名称
A/C	Account
ADB	Asian Development Bank
ADP	Annual Development Programme
AE	Assistant Engineer
AGM	Assistant General Manager
APSCL	Ashganj Power Station Company Limited
ASME	American Society of Mechanical Engineer
ATM	Automated Teller Machine
BAS	Bangladesh Accounting Standard
BDT	Bangladesh Taka
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BFRS	Bangladesh Financial Reporting Standards
BIOM	Bangladesh Institute of Management
B-MCR	Boiler Maximum Continuous Rating
BOD	Board of Directors
BPC	Bangladesh Petroleum Corporation
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BREE	The Bureau of Resources and Energy Economics, a research body of the commonwealth of Australia
BTCL	Bangladesh Telecommunications Company Limited
BWPDA	Bangladesh Water and Power Development Authority
CAS	Country Assistance Strategy
CE	Chief Engineer
CEO	Chief Executive Officer
C&F	Cost and Freight
CFO	Chief Finance Officer
CFPP	Coal Fired Power Plant
CHCO	Chief Human Capital Officer
C&I	Control and Instrumentation
CIF	Cost Insurance and Freight
CMA	Certified Management Accountant
C/O	Commercial Operation
CO2	Carbon Dioxide
COD	Commercial Operation Date
COO	Chief Operating Officer
C/P	Counter Part
CPA	Certified Public Accountant
CPF	Contributory Provident Fund
CPGCBL	Coal Power Generation Company Bangladesh Limited
CPS	Country Partnership Strategy
CZPDCL	Central Zone Power Distribution Company Limited
D/D	Detail Design
D/E	Debt/Equity
DESA	Dhaka Electric Supply Authority
DESCO	Dhaka Electricity Supply Company
DFID	Department for International Development
DGM	Deputy General Manager
D/L	Distribution Line
DM	Deputy Manager
DOE	Department of Environment
DOS	Department of Shipping

DPDC	Dhaka Power Distribution Company
DPP	Development Project Proforma
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
DSL	Debt Service Liability
DW	Dead Weight Tonnage
Dy	Deputy
E/A	Executing Agency
ECA	Export Credit Agency
ECA	Environmental Critical Area
ECNEC	Executive Committee of National Economic Council
ECO	Economizer
ECR	Economical Continuous Rating
EE	Executive Engineer
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economical Internal Rate of Return
EPC	Engineering, Procurement and Construction Contract
ERD	Economic Relations Division
F&A	Finance and Accounting
FBCCI	Federation of Bangladesh Chambers of Commerce and Industry
FCD	Financial Closing Date
F&I	Freight and Insurance
FIRR	Financial Internal Rate of Return
FOB	Free On Board
F/S	Feasibility Study
FSA	Fuel Supply Agreement
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product
GM	General Manager
GOB	Government of Bangladesh
GPF	Gratuity Provident Fund
GTCL	Gas Transmission Company Limited
GW	Giga-watt
HHV	Higher Heating Value
HO	Head Office
HFO	Heavy Fuel Oil
HMS	Human Machine System
HQ	Headquarters
hr	hour
HRD	Human Resource Development
HRM	Human Resource Management
HSD	High Speed Diesel
HT	High Tension
IAS	International Accounting Standards
IASB	International Accounting Standard Board
I&C	Instrumentation and Control
ICAB	Institute of Chartered Accountants of Bangladesh
ICMAB	Institute of Cost and Management Accountants of Bangladesh
ICT	Information and Communication Technology
IDA	International Development Agency
IDB	Islamic Development Bank
IDC	Interest During Construction
IDCOL	Infrastructure Development Company Limited
IEE	Initial Environmental Examination

IFRS	International Financial Reporting Standards
IOL	Inventory of Losses
IPO	Initial Public Offering
IPP	Independent Power Producers
IR	Investor Relations
IRR-E	Internal Rate of Return on Equity
ISO	International Standard Organization
IT	Information Technology
IUCN	International Union for Conservation of Nature
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency
JIS	Japanese Industrial Standards
JPY	Japanese Yen
JV	Joint Venture
kA	kilo ampere
KEM	Key Executive Manager
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kg	kilogram
KPI	Key Performance Indicator
kW	kilo-watt
kWh	kilo-watt hour
LA	Loan Agreement
LAO	the Land Acquisition Officer
L/C	Letter of Credit
LHV	Lower Heating Value
LLCR	Loan Life Coverage Ratio
LNG	Liquefied Natural Gas
LT	Low Tension
MCR	Maximum Continuous Rating
MD	Managing Director
MDG	Millennium Development Goal
MGT	Management
MIS	Management Information System
MMkcal	Million kilo calorie
MOC	Ministry of Communication
MOE	Ministry of Environment and Forestry Affairs
MOF	Ministry of Finance
MOS	Ministry of Shipping
M/P	Master Plan
MPa	Mega Pascal
MPEMR	Ministry of Power, Energy & Mineral Resources
MT	magnetic particle flaw detection test
MT	Metric Ton
MTC	Maintenance
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt Hour
N/A	Not Applicable
NDT	Nondestructive Testing
NGO	Non-Governmental Organization
NLDC	National Load Dispatch Center
NOx	Nitrogen Oxide
NPV	Net Present Value
NTPC	National Thermal Power Corporation
NWPGCL	North West Power Generation Company Limited

NWZPDCL	North West Zone Power Distribution Company Ltd.
OA	Office Automation
ODA	Official Development Assistance
OECD	The Organization for Economic Co-operation and Development
OJT	On the Job Training
O&M	Operation and Maintenance
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OPGW	Optical Ground Wire
PBS	Palli Bidyut Samity
PC	Personal Computer
P&D	Planning and Design
PD	Power Division
PDCA	Plan, Do, Check, Action
PDH	Plesiosynchronous Digital Hierarchy
PEC	Project Evaluation Committee
PED	Project Effective Date
Petrobangla	Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh
PLC	Public Limited Company
PLCR	Project Life Coverage Ratio
PLF	Plant Load Factor
PPA	Power Purchase Agreement
PR	Public Relations
P/S	Power Station
PT	Penetrant Flaw Detection Test
PTC	Private Trading Company
PWHT	Post Weld Heat Test
QC	Quality Control
QRPP	Quick Rental Power Producer
RAP	Resettlement Action Plan
REB	Rural Electrification Board
RHD	Roads and Highways Department
ROA	Return on Asset
ROE	Return on Equity
RPCL	Rural Power Company Limited
RPP	Rental Power Producer
SA	Supporting Agency
SARI	South Asia Regional Initiative
SC	Super Critical
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SBU	Strategic Business Unit
SDE	Sub Divisional Engineer
SDH	Synchronous Digital Hierarchy
SE	Superintending Engineer
SEC	Securities Exchange Commission
SIA	Social Impact Assessment
SIPP	Small Independent Power Producers
SLA	Subsidiary Loan Agreement
SOx	Sulfur Oxide
S/S	Substation
ST	Steam Turbine
STBA	Alloy Seamless Tube For Heat Exchangers and Boilers
STM	Synchronous Transport Module
Sub-C	Sub-Critical

SUMP	Suzuki's Universal Microstructure Printing method
SUS	Stainless Used Steel
SZPDCL	South Zone Power Distribution Company Limited
TBM-KY	Tool Box Meeting – Kiken Yochi (Risk Prediction)
T&D	Transmission and Distribution
TIG	Tungsten Inert Gas
Tk	Taka
T/L	Transmission Line
TMT	Top Management Team
TOFD	Time of Flight Diffraction Technique
TOR	Terms of Reference
TPP	Technical Assistance Project Proposal
TPS	Thermal Power Station
TQM	Total Quality Management
UK	United Kingdom
UN	United Nations
U.S.	United States
USA	United States of America
USAID	United States Agency for International Development
USC	Ultra Super Critical
USD	United States Dollar
US\$	United States Dollar
UT	ultrasonic flaw detection test
VAT	Value Added Tax
VPN	Virtual Private Network
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WB	World Bank
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Limited
XEN	Executive Engineer

# 第 1 章

## 序文





## 第1章 序文

### 1.1 背景

バングラデシュ人民共和国（以下「バ」国）の現在の電源構成は、国内の豊富な天然ガスを燃料源としたガス火力発電所が中心であり、当面の新規電源開発計画も国産天然ガスを熱源としたものを主に考えられていた。

しかし近年の急激な国内電力需要の増加、および天然ガス枯渇リスクの顕在化による生産量の制限により、長期的には新規発電所建設計画を国内産天然ガスに過度に依存する策定は現実的ではなく、国内天然ガスに代わる安定供給可能なエネルギー源の確保が必要である。

今後の電力セクターにおけるエネルギー源の多様化の推進政策を踏まえ、「バ」国政府は、国内炭の活用に主眼しつつ、輸入炭も視野に入れた石炭火力発電施設の拡充策を網羅した石炭火力発電マスタープランの策定について日本政府に要請した。

このような状況を踏まえ、JICAは2009年9月から2011年2月にかけて石炭火力発電設備の拡充策を網羅した「石炭火力発電マスタープラン調査（以下「石炭MP調査」）」を実施し、輸入炭の活用と国内炭の開発を目指す石炭火力発電施設の拡充について検討した。

石炭MP調査の結果、安定的電力供給の達成を図るべく、エネルギー源の多様に向けた様々な方策が提案され、2030年までの最適電源開発計画、送電系統計画、石炭火力発電所のポテンシャル地点の選定および燃料供給計画を含むマスタープランが策定された。

「バ」国政府は、石炭MP調査の結果に基づき、引き続き石炭火力発電開発の調査を実施しており、2011年には、輸入炭を活用した石炭火力発電開発の具体的な可能性調査について日本政府へ要請した。その後、「石炭火力発電マスタープラン・フォローアップ情報収集確認調査」(2011)（以下「フォローアップ調査」）が、2011年12月から2012年3月まで実施され、優先候補地点の絞り込みを含めた具体的検討を行った。

フォローアップ調査の内容をもとにして、「バ」国政府とJICAは協議を行い、本「バングラデシュ国チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査」（以下「本調査」）の実施につき2012年3月にMinutes of Meetingを取り交わした。

## 1.2 本調査の目的

### 1.2.1 本調査の目的

本調査は、我が国の円借款事業としてチッタゴン石炭火力発電所建設を実施するための審査に必要な調査を行うことを目的として実施する。

対象とするチッタゴン石炭火力発電所は、石炭 MP 調査において策定した電源開発計画において、将来の石炭火力開発のスタートとなる位置づけであり、「バ」国において初めての大型輸入炭焼き高効率石炭火力発電所となる。調査にあたっては、そういった位置づけおよび意義を十分に考慮した上で実施した。

### 1.2.2 調査実施内容

本調査において実施される項目は以下の通りである。

- 事業の背景の調査・確認
- 予備設計と最適案の選定
- 自然条件調査
- 本事業の計画概要
- 燃料供給計画の検討
- 系統解析
- 設備設計
- 施工方法
- 事業実施スケジュール
- コンサルティングサービス実施計画案の策定
- 事業実施・維持管理体制
- 環境社会配慮
- 概略事業費の積算
- 事業費等のドナー比較
- 事業実施方法の策定
- 事業の評価
- DPP 作成支援

### 1.2.3 調査スケジュール

本調査の全体スケジュールは次表に示すとおりである。

表 1.2-1 本調査の実施スケジュール

Year	2012						2013												2014				
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
Power Plant/ Transmission Line			▼		▼																		
Milestone																							
Stage of the Study	1st Survey	1.5 th	2nd Survey				3rd Survey	4th Survey															
Report	▼ Ic/R		▼ P/R				▼ It/R	▼ DF/R				▼ RDF/R										▼ F/R	
Access Road																							
Milestone																							
Stage of the Study							1st Survey	2nd Survey	3rd Survey	4th Survey	5th Survey												
Report							▼ Ic/R	▼ It/R										▼ DF/R					▼ F/R

Legend

- Ic/R: Inception Report
- P/R: Progress Report
- It/R: Interim Report
- DF/R: Draft Final Report
- RDF/R: Revised Draft Final Report
- F/R: Final Report (Unified Power Plant/Transmission Line & Access road)
- SHM: Stake Holder Meeting
- PCM: Public Consultation Meeting including Interview & Focus Group Discussion

出典：調査団作成

### 1.3 調査団の構成および分担

調査団の構成および分担は以下の通りである。

- |                              |        |
|------------------------------|--------|
| ● 総括／火力発電計画 A                | 斎藤 滋   |
| ● 副総括／火力発電計画 B               | 窪田 洋一郎 |
| ● 火力建設計画                     | 大内 伸二  |
| ● 施行計画／積算                    | 小坂 幸生  |
| ● 電力土木                       | 嶋田 光明  |
| ● 機械設備                       | 朝山 秀樹  |
| ● 電気・計装                      | 金井 良英  |
| ● 港湾計画                       | 阿部 光信  |
| ● 港湾土木                       | 近藤 亮   |
| ● 系統解析                       | 由井原 篤  |
| ● 送電設備                       | 小林 悟   |
| ● 変電設備                       | 市川 福夫  |
| ● 燃料計画                       | 遠藤 一   |
| ● 燃料輸送計画                     | 狩野 弦四朗 |
| ● 石炭火力運営維持管理 A               | 片岡 穆   |
| ● 石炭火力運営維持管理 B               | 米山 真代  |
| ● 人的資源管理                     | 藤谷 恵一  |
| ● 経済・財務分析                    | 黒田 泰久  |
| ● 組織・体制                      | 関 昇    |
| ● 事業運営                       | 酒井 敦正  |
| ● 環境配慮 A                     | 中村 匡   |
| ● 環境配慮 B                     | 和田 茂樹  |
| ● 環境予測評価                     | 深澤 典彦  |
| ● 動植物調査評価                    | 打木 研三  |
| ● 社会環境配慮                     | 宮城 匡志  |
| ● 社会配慮                       | 藤原 純子  |
| ● 路線選定／道路設計／地盤対策             | 渡邊 恭志  |
| ● 道路計画                       | 小林 俊幸  |
| ● 道路施工計画／積算                  | 最上 猛夫  |
| ● 自然条件調査（地盤・地質）／（水理・水文）／積算補助 | 赤川 嘉幸  |
| ● 橋梁設計／構造物設計                 | 飯田 誠   |
| ● 道路社会配慮（土地収用・移転計画）          | 中沢 修   |
| ● 道路社会配慮（社会環境調査）／環境配慮（生態系調査） | 大坪 二郎  |
| ● 道路環境配慮（環境影響評価）             | 吉田 和広  |
| ● 道路経済分析                     | 山岸 洋明  |

## 第2章

### 本事業の基本コンセプト



## 第2章 本事業の基本コンセプト

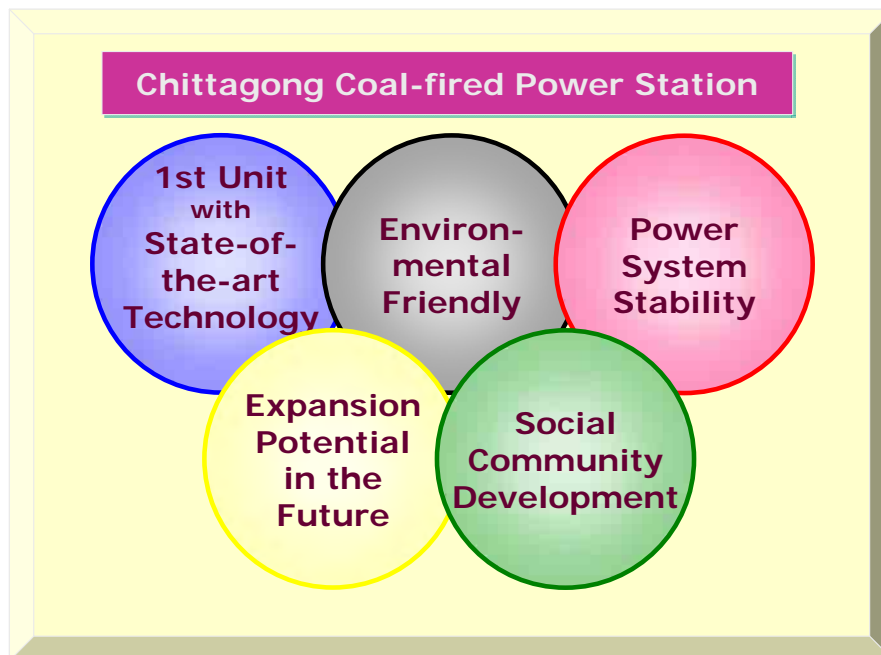
### 2.1 基本コンセプトの設定

本事業は、大型高効率石炭火力、石炭輸入、大水深港湾開発等、「バ」国にとって初めてとなる要素を多く含んでおり、しかも本事業を起点として将来的に発展していく位置づけとなる。

このような「バ」国における重要性を鑑み、本調査においては、以下のような5つの事項を「基本コンセプト」と位置づけ、これらを実現させることを念頭に置いて実施した。

- 1st Unit with State-of-art Technology ～ 初号機にふさわしく、かつ技術力向上に適した設備とする
- Environmental Friendly ～ 環境負荷の低い設備とする
- Power System Stability ～ 「バ」国の電力ネットワーク安定に寄与する最適な設備とする
- Expansion Potential in the future ～ 将来発展性のある設備とする
- Social Community Development ～ 地域社会に貢献する発電所とする

上記基本コンセプトのイメージ図を以下に示す。



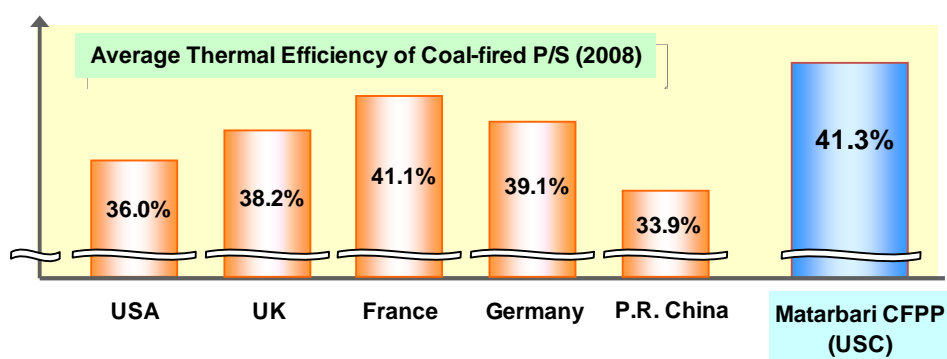
出典：調査団作成

図 2.1-1 基本コンセプトのイメージ

### 2.1.1 1st Unit with State-of-art Technology ～ 初号機にふさわしく、かつ技術力向上に適した設備とする

本発電所は「バ」国で初めての大型石炭火力発電設備となり、「バ」国ではこれを皮切りに石炭 MP 調査の電源開発計画に基づき同様な設備を継続して増強していく予定である。このような背景をふまえ、高性能で信頼性の高い設備を導入することとし、更に「バ」国が今後独自で開発および運用保守を継続できるよう、本設備の建設、運用保守を通じて「バ」国の技術力向上に繋がるような設備とすることとした。

発電設備は、信頼性の高い商用石炭火力の中では世界最新鋭、世界最高性能である、蒸気温度 600℃級の超々臨界圧設備（USC）を採用する。下記の通り、USC は諸外国に比べても高効率な設備であり、今後の普及により「バ」国全体の熱効率向上が期待できる。



出典：International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO2 Intensity を基に調査団作成

図 2.1-2 熱効率の比較

600℃級 USC 石炭火力は、下表の通り日本を中心に諸外国で既に多くの実績があり、特に日本では既に約 15 年も順調に稼働しているものもあり、技術的に確立された信頼性の高い設備である。「バ」国のように採用実績のない国においても、技術的問題は発生せず高稼働が期待できる。



表 2.1-1 日本における USC 石炭火力設備の導入実績

電力会社	発電設備名	出力 (MW)	主蒸気 圧力 (MPa)	主蒸気 温度 (°C)	再熱蒸 気温度 (°C)	運転開 始年月	ボイラ 製造者	タービン 製造者	発電機 製造者
中国電力	三隅 1号	1,000	24.5	600	600	1998/6	三菱重	三菱重	三菱電
東北電力	原町 2号	1,000	24.1	600	600	1998/7	バブ日立	日立	日立
電源開発	橘湾 1号	1,050	25.0	600	610	2000/7	IHI	東芝/GE	GE
電源開発	橘湾 2号	1,050	25.0	600	610	2000/12	バブ日立	三菱重	三菱電
電源開発	磯子 新1号	600	25.0	600	610	2002/4	IHI	富士/Siemens	富士電
北海道電力	苫東厚真 4号	700	25.0	600	600	2002/6	IHI	日立	日立
Tokyo	常陸那珂 1号	1,000	24.5	600	600	2003/12	バブ日立	日立	日立
Tokyo	広野 5号	600	24.5	600	600	2004/7	三菱重	三菱重	三菱電
J-POWER	磯子 新2号	600	25.0	600	620	2009/7	IHI	日立	日立
Tokyo	常陸那珂 2号	1,000	24.5	600	600	2013/12	バブ日立	日立	日立
Tokyo	広野 6号	600	24.5	600	600	2014/6	三菱重	三菱重	三菱電

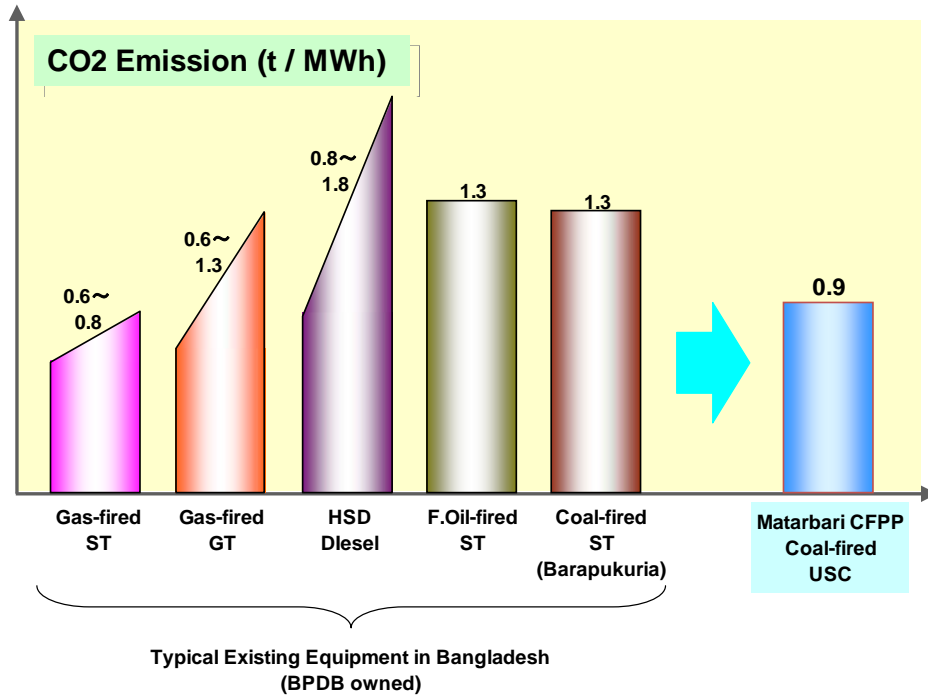
出典：各メーカー資料より調査団作成

また、組織検討にあたっては、「バ」国の職員、技術員が発電所の建設、運用、保守を通じて自分達の技術力を向上でき、同時に効率的な人材育成を可能とすることを念頭に置きながら、建設所や発電所の人員配置、業務分担を計画した。

### 2.1.2 Environmental Friendly ～ 環境負荷の低い設備とする

石炭火力発電設備は一般的に、環境面において他燃料に比べ不利である。しかし最新設備を導入することにより、天然ガス火力にも匹敵するほどの環境性能も期待できる。本発電所ではこうした設備の導入を計画した。

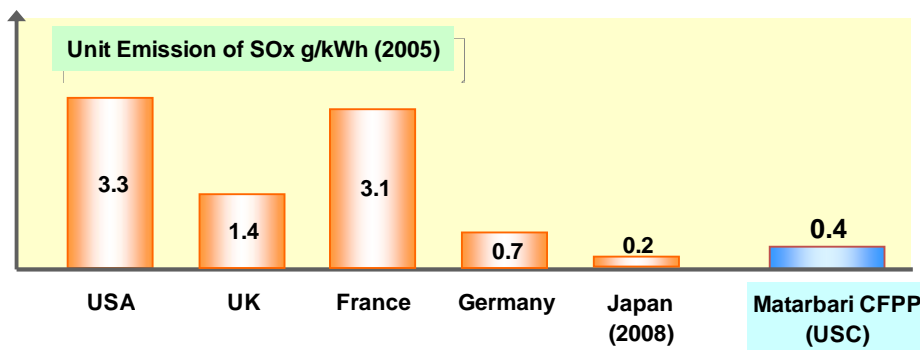
まず、CO<sub>2</sub> 排出量については、600°C級 USC を導入することにより高い熱効率を実現するため、燃料消費を節約することとなり、単位発電出力あたりの CO<sub>2</sub> 排出量を低減することが可能である。下図は CO<sub>2</sub> 排出量について「バ」国の既設火力発電設備と比較したものであり、この図からも、本発電所で導入する設備は、CO<sub>2</sub> 排出量が多い石炭を燃料とするにもかかわらず、その性能については他燃料の既設設備と遜色ないことが分かる。



出典：BPDB Annual Report を基に調査団作成

図 2.1-3 CO<sub>2</sub> 排出量の比較

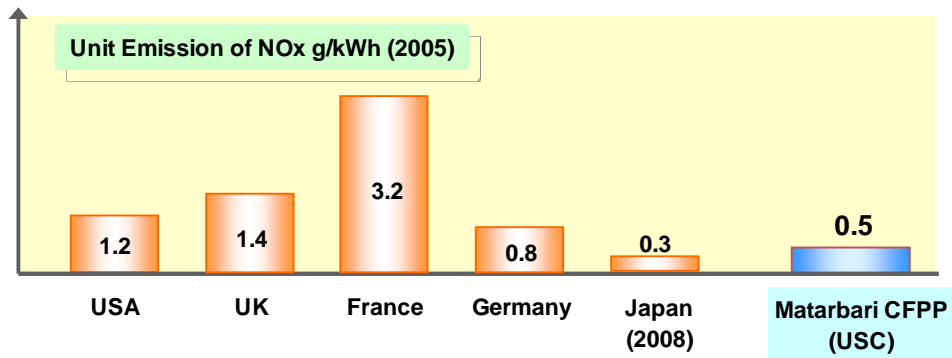
また、大気汚染物質である硫黄酸化物（SO<sub>x</sub>）については、石炭の燃焼では他燃料に比較して多く発生するため問題であるが、高性能な排煙処理装置（脱硫装置）を装備することにより大幅に低減することができ、下図の通り、諸外国に比べても低レベルに抑えることが可能である。（石炭中の S 分を 1%、脱硫効率 95% と仮定）



出典：OECD Environmental Data Compendium を基に調査団作成

図 2.1-4 SO<sub>x</sub> 排出量の比較

同様に大気汚染物質である窒素酸化物（NO<sub>x</sub>）については、低 NO<sub>x</sub> バーナーの採用や燃焼方法改善等、燃焼時の発生量を低減させる技術を採用することにより、下図の通りやはり諸外国に比べ低いレベルに抑えることが可能である。



出典：OECD Environmental Data Compendium を基に調査団作成

図 2.1-5 NOx 排出量の比較

その他、発電所に必要な用水は、地下水取水による地盤沈下等の影響を防ぐため、海水淡水化装置の導入を計画する等、周辺環境への影響にも配慮した。

また、発電所はサイクロンの襲来が多い地域に建設されるため、防潮堤や護岸など、サイクロンに耐える設計とした。

#### 2.1.3 Power System Stability ～ 「バ」 国の電力ネットワーク安定に寄与する最適な設備とする

石炭火力は、安定した燃料調達ができることから、ベース電源として重要な位置付けとなることが前提となっており、電力ネットワーク上での役割を果たせる設備とすることを念頭に置いた。

まず、単機容量については、突然のトラブル停止でも系統全体に影響を与えるリスクを最小限にすることを前提に設定した。

また、ベース電源として安定して供給することを可能にするため、世界の石炭市場の状況を鑑み、燃焼可能な炭種を幅広く取れる設計とし、燃料調達を容易にすることで、燃料供給リスクを最小限とするよう考慮した。また、貯炭場の構造も、多炭種を容易に混ぜ合わせて使用できるような設計とすることを考慮した。

#### 2.1.4 Expansion Potential in the future ～ 将来発展性のある設備とする

本発電所の地点は「バ」国において数少ない大水深海域が近く、本事業ではその特徴を利用して大型石炭輸送船を直接入港させる港湾を開発することとしている。

石炭 MP 調査においてこの地点は将来、大規模な発電所に拡張していくばかりでなく、増強していく全国各地の石炭火力発電所に対し、石炭輸送のハブ、つまりコールセンターとしての機能を持たせる計画としている。

「バ」国においてこのような大規模港湾を開発することは初めてのことであり、これまで大規模港湾を持っていなかった「バ」国においてこの開発は画期的であり、更に将来は商業港等、他産業の発展へも繋がる可能性すら考えられる。

このような将来性を鑑み、本調査におけるレイアウト検討、設備設計においては、拡張性を十分考慮し、将来の開発を妨げることをしないよう考慮した。

#### 2.1.5 Social Community Development ～ 地域社会に貢献する発電所とする

一般的に、発電所の開発をきっかけに、周辺地域には発電所を中心に街が形成され、発電所職員の住居が新設されるとともに、地域住民が発電所内で働ける場所を提供し、雇用機会拡大に貢献する等、経済発展に寄与する。例えば、本事業の発電所建設時には約 3,000 人、運転開始後も 320 人程度の職員が在籍することが考えられ、これらの人たちの住居が準備されれば、職員の家族や周辺に展開される商店などを含め、2,000 人規模の街となることが考えられ、関連した施設での雇用機会も増え、街全体の発展に繋がる。また、将来例えば石炭灰有効利用策として近隣にセメント工場が開発されれば、更なる発展も期待される。このような発展が支障なく進むよう、土地レイアウトやアクセス方法等について配慮した。例えば、発電所敷地内の建物や取放水路のレイアウトを、土地のその他の利用を妨げない配置としたり、アクセス道路を工事用ではなく一般利用の規格として、周辺の大都市との往来を容易にする等の配慮を行った。

## 第3章

Bangladeshの現状と本事業の必要性・妥当性



## 第3章 バングラデシュの現状と本事業の必要性・妥当性

### 3.1 国の一般的概要

#### 3.1.1 地勢と人口

「バ」国はインド亜大陸の東、ベンガル湾に面した位置にあり、ヒマラヤ山脈に水源を持つガンジス川（ベンガル語で Padma 川）、ブラマプトラ川（同 Jamuna 川）、Meghna 川の3大河川およびその支流によって形成された世界最大のデルタ地帯に、国土の大部分が含まれている。大半の地域が、海拔 9m以下の平坦な低地であり、国内の丘陵地は南東部の Chittagong 丘陵地帯（最高地点：Tazing Dong 1,280m）と北東部の Sylhet 管区に限られる。

「バ」国の土壌は、3大河川の洪水がもたらす養分により肥沃であり、米、ジュート、茶などの主要作物の生育を促進する他、川や池での養殖や漁業も盛んである。一方、雨期には、雨水と国外から流入する河川の水によって、しばしば広範囲にわたる氾濫が起り、最盛期には国土の3分の1が水に覆われ、多くの被害を及ぼす。至近の例では、1998年に「バ」国史上最大の洪水が起り、国土の3分の2近くが冠水した。

「バ」国の面積は14万7千5百平方キロメートルであり、そこに1億4231.9万人（2011年3月、バングラデシュ統計局）の人口があるため、人口密度は1平方キロメートル当たり約1000人と極めて高い。年平均人口増加率は1.39%<sup>1</sup>と、インドと同程度である。

民族は、ベンガル人が大部分を占めるが、ミャンマーとの国境沿いの Chittagong 丘陵地域には、チャクマ族等を中心とした仏教徒系少数民族が居住している。言語はベンガル語を公用語とし、成人（15歳以上）の識字率は56%（2011年）に達している。宗教は、国教がイスラム教（89.7%）であり、その他にヒンズー教（9.2%）、仏教（0.7%）、キリスト教（0.3%）がある<sup>2</sup>。

#### 3.1.2 気候

北回帰線に近い「バ」国の気候は熱帯性で、高温、多湿、季節によって変化する降雨量ということに特徴づけられる。夏季は3月から6月にかけて高温多湿な時期が続き、この時期の最大気温は24℃から35℃で、40℃を超える日もある。6月から10月にかけてモンスーンの季節であり降雨のために気温は低下する。10月から3月にかけての冬季は温暖である。「バ」国の年間降水量は平均2,300mmでありその80%は6月から9月に集中して降る。

「バ」国の自然環境の最大の特徴は、国土面積の80%が大河（ガンジス川（Padma 川）、ブラマプトラ川（Jamuna 川）、Meghna 川）が形成した沖積氾濫原にあることにある。

「バ」国内の降雨量もさることながら、「バ」国河川流水量の80%はインド・ネパール等の外

---

<sup>1</sup> 2008年7月、暫定値 バングラデシュ統計局

<sup>2</sup> 2001年国勢調査

国での降雨に起因する。「バ」国内で降る雨に起因する割合は 20%に過ぎない。大河の上流に位置する国から、国内に多量の雨水が流れ込む結果、毎年、国土面積の数割が洪水被害にあう。

ほぼ毎年のようにこの国を襲う洪水、サイクロン、竜巻、海嘯といった自然現象は、一時的な被害にとどまらず、森林破壊、土壌劣化、浸食等を引き起こし、さらなる被害を国土に対して及ぼしている。<sup>3</sup>

### 3.1.3 政治体制

「バ」国は、1947 年、イギリスの植民地支配からインドが独立した際、現パキスタンと共に東西パキスタンとして独立した。その後、東西に 1,800km も離れた国土、異なる言語、その他多くの矛盾を抱え、1971 年、東パキスタンは「バ」国として、パキスタンから再び独立した。

「バ」国は、1971 年の建国以来大統領制を敷いていたが、1991 年、カレダ・ジアが率いる Bangladesh 民族主義党(BNP)が政権を担った際、憲法を改正し、大統領制から一院制議員内閣制(345 議席、任期 5 年)に改定された。現在の大統領は、ジルア・ラーマン大統領(Mr. Md. Zillur Rahman)が就任しているが、大統領は象徴的な存在で、政治的な実権はない。2009 年 1 月の総選挙でアワミ連盟(AL)が国政を担うことになり、党首のシェイク・ハシナ(Sheikh Hasina)が首相に選出されている。<sup>4</sup>

## 3.2 マクロ経済

### 3.2.1 全般的な経済状況

#### (1) 経済概況

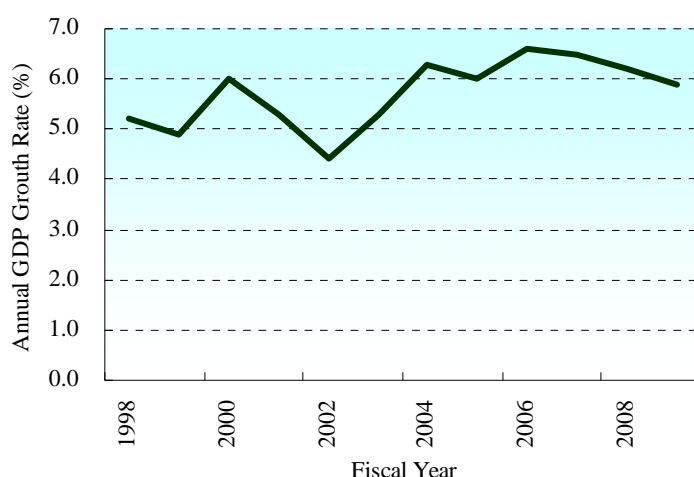
「バ」国の経済は近年比較的好調に推移しており、2008 年の世界同時不況による影響も深刻なものにはならず、03/04 年度以降、年率約 6%の成長を維持している(下図参照)。

---

<sup>3</sup> 「Bangladesh 人民共和国石炭火力発電マスタープラン調査プロジェクト準備調査報告書」他

<sup>4</sup> JETRO ホームページ他





出典：Asian Development Bank (ADB) Key Indicators, Asian Development Outlook 2009 Update

図 3.2-1 実質 GDP 成長率の推移

世界銀行(World Bank (WB))<sup>5</sup> によれば現在は低所得国の同国だが、2016 年もしくは比較的那直後には中所得国への仲間入りも視野に入りえると述べている。これは数字にも表れており、2007 年時点での一人当たり実質 GDP は、独立間もない 1975 年時の倍以上にまで増加し、貧困率は 1990 年代初頭には 20%を下回るようになり、失業率も 25-30%あったものが 4%まで低下した、と同レポートでは伝えている。主なマクロ経済指標を下表に示す。

表 3.2-1 主要マクロ経済指標<sup>6</sup>

会計年度	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11
国民経済	(特記あるものを除き、前年対比増加率)				
GDP (名目: Taka 10 億)	4,725	5,458	6,148	6,943	7875
実質 GDP 成長率	6.4	6.2	5.7	6.3	6.7
CPI 上昇率 (平均)	7.2	9.9	6.7	7.3	8.8
貯蓄・投資	% 対 GDP				
国民貯蓄	25.9	25.1	27.2	28.1	25.6
投資	24.5	24.2	24.4	24.4	24.7
貯蓄・投資バランス	1.4	0.9	2.8	3.7	0.9
対外勘定	US\$ 10 億				
輸出	12.1	14.2	15.6	16.2	23.0
輸入	-15.5	-19.5	-20.3	-21.4	-30.3
経常収支	1.0	0.7	2.5	3.7	0.9
外貨準備	5.1	6.1	7.4	10.1	10.0
対外債務残高 (%対 GDP)	29.1	25.6	24.1		
輸入カバレッジ (ヵ月分)	2.7	3.1	3.6	3.4	2.9

出典：Asian Development Bank (ADB) Key Indicators, Asian Development Outlook 2009 Update

<sup>5</sup> Bangladesh: Strategy for Sustained Growth, World Bank, 2007

<sup>6</sup> 「バ」国の会計年度は前年 7 月～当年 6 月末。

## (2) 経済成長

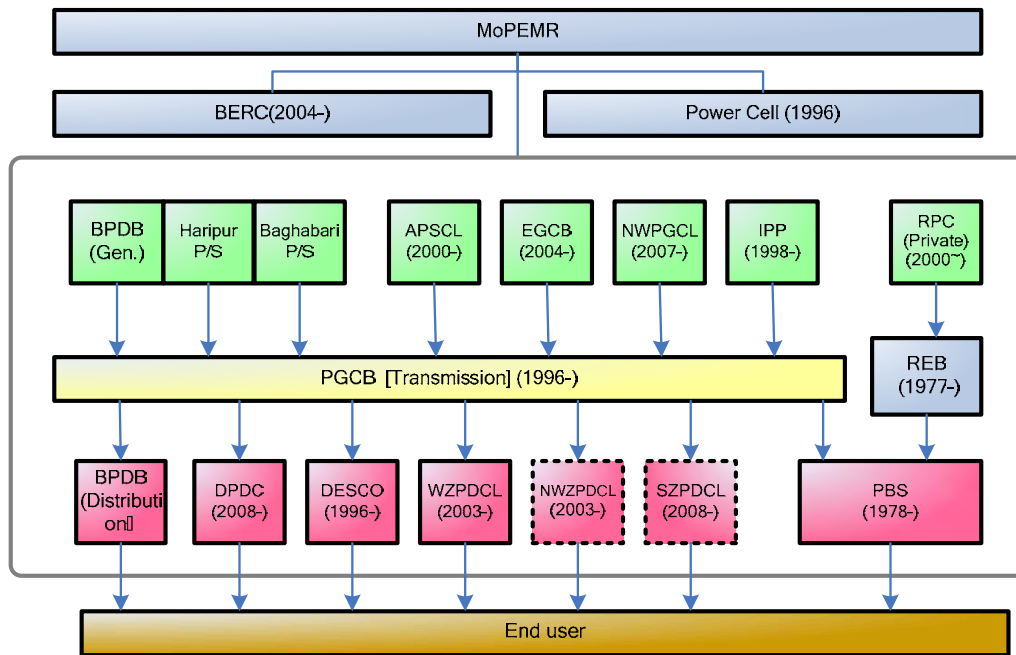
近年の経済成長を支えているのは、国の主幹産業である Readymade-garment(RMG)と呼ばれる縫製品を中心とした輸出の増加と、海外労働者送金の流入増に伴う国内需要の拡大によりサービス業と鉱工業が高成長を維持していることが主因である。反面、同国経済はこうした縫製品輸出や海外労働者の海外送金からの収入などの外需に大きく依存しているため、この度の世界同時不況の影響を受けやすくなるなど、構造的な脆弱さが指摘されている。実際、08/09年度（08年7月～09年6月）は、世界的な景気後退に伴い、欧米向け縫製品輸出の伸び悩みにより鉱工業部門の成長が減速したり、海外労働者送金の流入の伸び率低下で内需が抑制されたとみられる。結果、実質 GDP 成長率（以下、成長率）も 5.9%と、依然高水準だが 07/08年度の 6.2%を下回った。

「バ」国経済の成長を妨げる要因として、インフラの脆弱性が指摘されている。深刻な電力不足および港湾・鉄道などの運輸セクターのボトルネックが投資、輸出および近隣諸国との間の交易の弊害になっている。実際、国内総投資額が GDP 比率で後退している一方で国民貯蓄率が堅調である背景には、民間企業に投資決定を促すに十分なほどには経済環境の整備が進まなかったからでは、とも言われている。

## 3.3 電力セクターの現状

### 3.3.1 電力セクターの組織形態

「バ」国における電力セクターの体制を下図に示す。



備考： —▶ 電力の流れ

略語	正式名称
MPEMR	Ministry of Power, Energy & Mineral Resources
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BPDB	Bangladesh Power Development Board
APSCL	Ashuganj Power Station Company Ltd.
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh
NWPGCL	North-West Power Generation Company Ltd.
IPP	Independent Power Producer
RPC	Rural Power Company Ltd.
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh
DPDC	Dhaka Power Distribution Company Ltd.
DESCO	Dhaka Electric Supply Company Ltd.
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Ltd.
NWZPDCL	North-West Zone Power Distribution Company Ltd.
SZPDCL	South Zone Power Distribution Company Ltd.
REB	Rural Electrification Board
PBS	Palli Bidyut Samities

出典：海外電力調査会、BPDP Annual Report 2008,2009

図 3.3-1 「バ」国の電力セクターの体制

「バ」国では、電力エネルギー鉱物資源省（MPEMR）の管轄の下、電力局（Power Division）が電力事業を統括している。その傘下には、 Bangladesh Power Development Board : BPDB）、BPDB から事業部制化<sup>7</sup>あるいは分社化した発電所、IPP、私営発

<sup>7</sup>事業部制化（SBU: Strategic Business Unit）とは、BPDB の所有する発電所でありながら、各種権限を可能な限り BPDB から各発電所に移管し、一定の裁量を与える方式。

電事業者が発電を行っている。発電事業者により発電された電気は、Bangladesh 電力系統会社（PGCB）の送電設備を介して、首都圏ではダッカ電力供給公社（Dhaka Power Distribution Company Ltd : DPDC）とダッカ電力供給会社（Dhaka Electricity Supply Company : DESCO）が、地方都市では BPDB と WZPDCL が、農村部では農村電化組合（PBS）が需要家へ電気を供給している。

BPDB の発電部門については、「Vision Statement/Policy Statement」（2001 年 1 月）に基づいて、Haripur 発電所が事業部制化、Ashuganj 発電所が分社化されている(APSCL)。これに続いて、Baghabari 発電所が事業部制化、2004 年には Siddirganj 発電所(210MW)を所有する Bangladesh 発電会社（EGCB）、Khulna 発電所（150MW）、Sirajganj 発電所（150MW）、Bheramara 発電所（360MW）を開発予定の北西部発電会社（NWPGL）が分社化されている。

### 3.3.2 電力セクターの現況と課題

#### (1) 慢性的な電力不足

「バ」国および周辺諸国における 1 人当たり電力消費量を下表に示す。下表から分かる通り、「バ」国は世界の中でも低いレベルにある。

表 3.3-1 一人当たりの電力消費量

Country	Electricity Consumption Per Capita (kWh/capita)
Malaysia	3,672
China	2,631
Thailand	2,072
India	596
Pakistan	452
Sri Lanka	415
Bhutan	262
Bangladesh	228

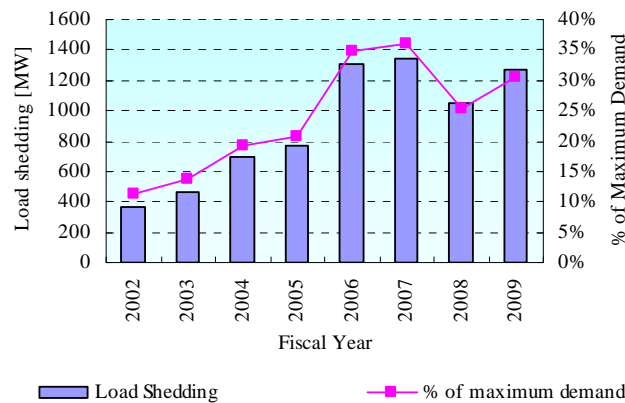
出典：IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries, 2011; US CIA, The World Factbook 2011

また電化率は、人口当たりで 47%（2009 年度国勢調査）である。

「バ」国では慢性的な電力不足が深刻な課題となっており、下図に示す通り最大で需要の 30%が供給されない事態も発生している。

「バ」国成長戦略報告書（以下、WB 成長レポート<sup>8</sup>）では年間の停電回数が 1%増加すると、平均的な企業の全要素生産性は 10%低下すると見積もっている。

<sup>8</sup> Bangladesh: Strategy for Sustained Growth, World Bank, 2007



出典：BPDB Annual Report 2008-2009

図 3.3-2 年間最大負荷制限／給電停止 (MW)

「バ」国では慢性的な電力不足の対策として、電力会社と製造業者で重複して電源の設備投資が行われており、全製造業者のおよそ 8 割以上が停電に備えて自家発電設備（多くはガス焚きの非常用電源）を所有する事態になっている。こうした設備で発電した電気代は、燃料の天然ガスが政策的に極めて安価に購入できているものの、それでもグリッド供給の電気代に対して最大 1.5 倍のコストを支払っているの見積もられている。これは明らかに「バ」国の国際競争力を削ぐ結果になっており、きわめて大きい経済コストを支払っていると言える。

一方、BPDB 側としては、電力供給不足の解消を最優先課題と位置づけているため、まずは電源容量を確保することを先決として、いろいろな弊害が出ている。まず、言うなれば「一時凌ぎ」の電源確保のために、単価は高いが短期で立ち上げられるレンタルパワーに頼らざるを得ない状態となっており、これによる電力購入コストの増大が BPDB の財務状況を強く圧迫している。また、BPDB 管轄下の発電設備については、供給量確保のために連続運転を余儀なくされ、計画的な停止をすることができないため、機器の点検保守が疎かとなり、設備が壊れるまで運転し続けてしまうという事態となる。設備が壊れてしまえば、長時間停止して多額のコストをかけて修理することとなり、更に供給力不足が悪化することとなる、といった、いわば「負のスパイラル」に陥ってしまっている。

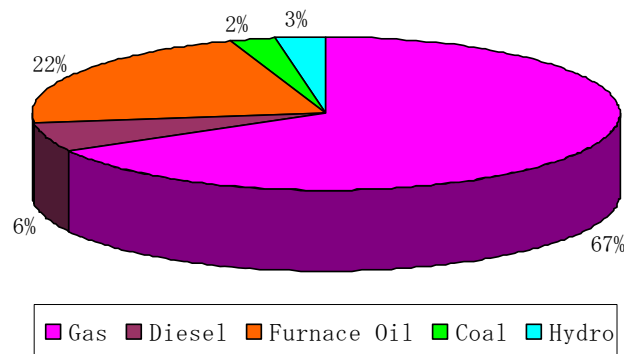
2003 年の WB 報告書<sup>9</sup>によれば、調査した企業の約 7 割にとって、電力供給問題が投資の障害になっていると答えており、南アジア地域の約 4 割を大きく上回っている。他の投資環境は中国やインドなどの中所得国よりも良い<sup>10</sup>ことを鑑みると、電力不足の問題が解決すれば、特に安定した電気が必要な産業の発展が進むと期待できる。実際、日本企業が今後の製造拠点として「バ」国を注目していながら、思うように投資が進まない理由としては、電力供給が不安定であることが大きな原因と言われている。つまり、電力の安定供給を実現すれば、日本の企業への裨益効果も期待できるのである。

<sup>9</sup> “Investment Climate Assessment Survey,” World Bank and Bangladesh Enterprise Institute, 2003

<sup>10</sup> Doing Business, World Bank

## (2) 天然ガスリスク

「バ」国の発電設備は下記の通り 7 割近くが自国で算出する天然ガス焚きの火力発電設備である。



出典：BPDB Annual Report 2011-2012

図 3.3-3 「バ」国の電源構成（2012 年）

「バ」国の天然ガス消費量は約 650BCF（2009 年: Petrobangla ウェブサイトより）であり、石炭 MP の調査によると、天然ガスの現存埋蔵量は約 20TCF であり、今後の需要増大を加味するとガス生産量は 2017 年の約 1,500BCF をピークに減少すると考えられている。「バ」国において天然ガスは発電用ばかりでなくその他民生用の需要が大きいことを考えると、今後ガスを優先的に電力へ供給することができなくなるリスクもあり、発電をガスに依存することは電力の安定供給に支障をきたす恐れがある。

## (3) 解決策の検討

以上のように「バ」国の電力セクターは、慢性的な供給不足、ガスへの過度な依存という大きな問題、リスクを抱えている。これらを解決するためには、「安定的に確保できるエネルギーを用いた安価な電源の開発によるエネルギーの多様化」が喫緊の課題であると言える。

## 3.4 他ドナーの動向と実績

### 3.4.1 他ドナーの動向

各ドナーによる資金供給や技術支援も相当な規模の実績がある。アジア開発銀行（ADB）や世界銀行（WB）、その他 Kuwait Fund、Russian Federation、KfW 等によるローン供与や技術支援といった協力が見られる。「バ」国の電力セクターに対する主なドナーの活動実績を以下に示す。

(1) アジア開発銀行（ADB）

ADB の国別協力政策（Country Partnership Strategy (CPS)）<sup>11</sup> において、以下のようなことが強調されている (i) プライベートセクターのビジネス環境を整えるための政策、制度の見直しを続ける、(ii) インドとの系統連系を進める、(iii) 新規発電設備への投資および古い発電設備の効率改善を行う、(iv) クリーンエネルギーへの投資を増加する、(v) 供給力向上のための送電網強化を行う。ADB は(i) 電化率を 2009 年の 47% から 2015 年に 65%、(ii) 一人当たりの電力消費量を 2010 年の 170 kWh から 2015 年に 390 kWh とすることを目標としている。電力セクターにおける ADB の主な実績を以下に示す。

表 3.4-1 ADB の実績

Calendar Year	Project	Type	Amount (US\$ million)	Executing Agency
2000-02	Meghnaghat Power	Loan	70	AES Meghnaghat Ltd.
2001-08	West Zone Power System Development	Loan	60	MPEMR, PGCB, REB
2001-10	West Zone Power System Development	Loan	186	BPDB, PGCB, REB
2001	Corporatization of West Zone Distribution Operations of BPDB	Tech Assist.		MPEMR
2002-04	Corporatization of DESA	Tech Assist.		MPEMR
2003-05	Power Sector Dev. Program (Program Loan)	Loan	100	MPEMR
2003-10	Power Sector Dev. Program (Project Loan)	Loan	186	BPDB, PGCB, EGCB
2005	Corporatization of BPDB	Tech Assist.		BPDB
2006	Promotion of Private Sector Participation in the Power Sector	Tech Assist.		Power Div.
2007-12	Sustainable Power Sector Dev. Program (Project Loan)	Loan	400	MPEMR, BPDB, NWPGL, PGCB, DPDC(DES), DESCO
2007-12	Sustainable Power Sector Dev. Program (Program Loan)	Loan	60	MOF, Power Div.
2007	Tendering Process for Independent Power Producer (IPP)	Tech. Assist.		Power Cell
2010-(cont)	Bangladesh – India Electrical Grid Interconnection Project	Loan	100	PGCB
2012	Power System Efficiency Improvement Project	Loan	300	Power Div. APSC, BPDB
Total			1,462	

出典：ADB ウェブサイト

<sup>11</sup> ADB, “Country Partnership Strategy: 2011-15”, October 2011

上記の表は ADB が行った主な電力セクターの案件を示している。これ以前にも ADB は資金供給や技術支援を続けてきていることで知られている。1973 年から 1999 年にかけて、14 件の借款、総額 783 百万 US\$ が譲渡され、計 17 件の技術支援が行われた。上記リストの案件のうち、(i) West Zone Power System Development では、WZPDCL の設立のサポートを行うと同時に、送変電、配電に関する新しい制度の設立、運用を支援した。(ii) the Power Sector Development Program では、the Study for Power System Master Plan Update 2006 を進める上で政府が行うべき事項として PGCB、DESCO、BPDB および DESA の体制改革を促進するサポートを行った。また本案件は Siddirganj 2 X 120 MW 発電設備への資金協力を行った。(iii) Sustainable Power Sector Development Program では、クリーン燃料の発電設備として Sirajganj 150 MW peaking power plant および Khulna 150 MW peaking power plant、また送配電設備の効率向上のための資金協力を行った。(iv) the Power System Efficiency Improvement Project では、APSCL の古い発電設備を高効率コンバインド設備（450MW）へ転換、効率の悪い Siddirganj 設備のコンバインド化（318MW）、400kV および 230kV 送電線の建設（332km）等に取り組んだ。その他は件名通りである。

ADB が支援した発電案件としては Meghnaghat IPP が挙げられる。ADB の発電案件への支援は資金協力の一部という形で融資契約が結ばれる。ADB は制度実行に係る技術支援の実績は持っていない。国外研修、購入支援等の形で能力向上プログラムが行われている。

この表以前から、MPEMR (Power Division および Power Cell), BEREC, BPDB, PGCB, APSCL, EGCB, NWPGL, REB, WZPDCL (BPDB の運用の一部), DESA, DPDC, DESCO, South Zone Power Distribution Company Ltd. (SZPDCL, BPDB の運用の一部)等といった、電力セクターのほとんどすべての機関が ADB の支援を受けている。その他、シンプルサイクル発電設備をコンバインド化する案件等、他のパートナーと一緒にやるものについても検討している。

ADB が石炭火力発電設備開発へ資金協力を行うことについては、組織内で設立された多くの基準や障害をクリアする必要があり、非常に厳しいと見られている。

## (2) 世界銀行 (WB)

Country Assistance Strategy 2011-15<sup>12</sup>によると、WB は最大電力に対する供給不足は 2,000MW 以上とみており、投資がなければ、今後 10 年で倍増すると思われる。政策上の優先度からみると、電力セクターに対する改革的な投資が求められる。WB の支援は 3 つの柱があり、一つは、セクター改革を進めるための国内発送電への実用的な適用であること、二つめは、戦略的な投資による地域電力網の統合に力を入れること、三つ目は、IDA 資金による地方電化と再生可能エネルギー開発プログラムを増強することである。WB による電力セクターへの主な支援は下表の通りである。

---

<sup>12</sup> World Bank, “Country Assistance Strategy 2011-2015”, July 2010



表 3.4-2 WB の実績

Calendar Year	Project	Type	Amount (US\$ million)	Executing Agency
2000-01	Haripur Power Project	Loan	61	AES Corp
2002-08	Rural Electrification and Renewable Energy Development Project	Loan	191	REB, IDCOL
2004	Power Sector Development Technical Assistance Project	TA Loan	16	Power Div. BERC
2008-09	Power Sector Development Policy Credit	Loan	120	MOF, MPEMR
2008-(cont)	Siddirganj Peaking Power Project	Loan	350	EGCB, PGCB, GTCL
2009-(cont)	Additional Financing for Rural Electrification and Renewable Energy Dev. Project	Loan	130	REB, IDCOL
2011-(cont)	Additional Financing II for Rural Electrification and Renewable Energy Dev. Project	Loan	172	IDCOL
Total			1,040	

出典：WB ウェブサイト

上記リストの案件のうち、(i) Rural Electrification and the Renewable Energy Development Project は、2002年に実施された他、2件の追加として、地方送電網の容量拡大とソーラーホームシステムの促進が、Infrastructure Development Company Ltd. (IDCOL) への資金協力で実施された。(ii) Power Sector Development Technical Assistance Project では MPEMR と BERC の能力向上を目的として、財務体制改革とリカバリープランの策定および少なくとも2件の電力セクター投資案件の準備といった技術支援を行った。また、(iii) Power Sector Development Policy Credit では、プライベートセクターの参加促進、BERC の完全運用、SZPDCL の設立登記、電力セクターの財務改革等を行った。

主な発電案件としては、Haripur IPP Power、Siddiranj Peaking Power Project、Bibiyana I and Bibiyana II Project が挙げられる。人材開発プログラムとしては入札書類準備、評価、契約交渉などの資材購買サポート等が挙げられる。

WB の支援を受けた実施機関としては、MPEMR (Power Division)、BERC、BPDB、EGCB、PGCB、REB、IDCOL、SZPDCL (BPDB の運営の一部)が挙げられる。

WB が石炭火力発電開発へ資金協力をを行う可能性については、消極的な態度を示している。その理由として、内部で制定した以下のような6つの前提条件があり、これらをクリアすることが難しいとしている<sup>13</sup>。

<sup>13</sup> Interview conducted at ADB under the Master Plan Study in 2010-11

<6つの前提条件（“Energy Strategy Approach Paper” (Oct. 2009, World Bank)の Box 1）>

- i. 全体のエネルギーセキュリティ向上、電力不足削減、貧困政策への貢献等にはっきりとインパクトがあること
- ii. 低炭素プロジェクトが準備されていること
- iii. エネルギー源が最適であり、エネルギー効率（需要と供給の両面）から消費においてその国のニーズに合っていること
- iv. 最小コスト（環境的外面性含む）の観点で他の選択肢も十分検討されており、他のドナーからの支援の可能性がないこと
- v. 石炭案件が、最適な技術を用いた設計であり、高効率、低 GHG 排出であること
- vi. 統合された環境的外面性について検討されていること

### (3) 他ドナー

WB の”The Bank’s Country Assistance Strategy Paper” に添付されている “Bangladesh Donor Mapping” によると、「バ」国の電力セクターを注力しているドナーとしては WB、ADB、日本、ドイツ、韓国、国連、米国があり、フランスは「段階的に参入」、英国は「段階的に撤退」、その他ノルウェーは一部で参加の動きあり、としている。

それと同時に、ADB の報告によると、「バ」国は 1972 年から 2005 年にかけて、(i) ADB、WB、イスラム開発銀行、OPEC による総額 US\$ 2,150 million の協調融資、(ii) フランス、ドイツ、日本、クウェート、中国、ロシア、サウジアラビア、英国、米国による総額 US\$ 2,119 million の二国間融資を受けている。

WB や ADB の上記報告の他、ドナーの援助によるプロジェクトの実績は下表の通りである。

表 3.4-3 他ドナーによる実績

Donor	Calendar Year	Project	Type	Amount	Executing Agency
Kuwait Fund	2000-	Greater Chittagong Power Transmission and Distribution Development Project	Loan	US\$ 42 million	
	2007-(cont)	Greater Chittagong Power Transmission and Distribution Development Project Ph-III	Loan	US\$ 14 million	
	2011-(cont)	Shikalbaha 225 MW Combined Cycle Power Plant	Loan	US\$ 51 million	BPDB
KfW	2002-(cont)	Promotion of Renewable Energy	Loan	Euro 16.5 million	
Russian Federation		(used to assist Ghorasal TPS 950 MW & Siddirganj TPS 210 MW)			
USAID		SARI for/Energy			
People’s Republic of China		Barapukuria Coal Thermal Power Station 250 MW	Loan	US\$ 210 million (*1)	BPDB

出典：各ドナーのウェブサイト

上記表は主要3ドナー以外の活動を示している。この中で、Kuwait Fundは大Chittagong地域における送電線とShikalbaha 225MWコンバインドサイクル発電所という大型案件2件の実績がある。

ドイツはエネルギーセクター、特にエネルギー効率と再生可能エネルギーに力を注いでいる。The German Financial Cooperationは、組織の重要部分の継続的な支援を重要視している。KfWは、地方や電力網外の再生可能エネルギー（ソーラーホームシステム、バイオガス等）への支援を通し「バ」国政府の政策をサポートしている。KfWは今後も重要視している分野に対するいっそうの支援を約束している。

ロシアは、GhosalおよびSiddirganjの2つの大きな火力発電所へ資金協力した責任があり、今後も「バ」国と強い関係を維持するとウェブサイトアナウンスしている。そして、今後更に関係を強化し、既設設備の近代化だけでなく、ガスに代わるエネルギーの技術も含め検討していくと述べている。

他のドナーと違い、USAIDはインフラ開発からは距離を置きノウハウに関する支援に力を入れている。South Asia Regional Initiative for Energy（以下“SARI”）を通し、電力セクターに対し知識的支援を続けている。SARIのエネルギープログラムは以下の3つの分野で南アジアのエネルギーセキュリティ促進に力を入れている。(i) 国際連系、(ii) エネルギーマーケットの構築、(iii) 地域別クリーンエネルギー開発。国際連系については、インドとの間で進んでおり、二国間合意が正に締結される場所であり、実施の準備が進められている。

中国はBarapukuria炭坑および2 X 125 MW 石炭火力発電所へと支援の手を伸ばしている。炭坑は数年前に営業開始し、発電所は建設期間が予定より長かったとのことで、2012年5月にBPDBへ引き渡されている。中国は炭坑および発電所の拡張について「バ」国政府と交渉中とのことである。

最後に英国についてであるが、ドナー窓口であるDFIDは、2011年4月付けの“Operational Plan 2011-2015”に基づいた政策として、貧困国での富の創造、ガバナンスとセキュリティの強化気候変動問題の検討に力を注ぎ、大型インフラプロジェクトからは卒業したとのことである。

### 3.4.2 電力事業と既設プロジェクトの現状

電力セクターへの外部からの支援は各セグメントへ直接再分配される。セグメントとしては、(i) セクター再編、(ii) 規制整備、(iii) 発電、(iv) 送電、(v) 配電、(vi) オフグリッド、(vii) その他である。各セグメントにおいて、ドナーの支援にもかかわらず以下のような未解決事項がある。

#### (1) セクター再編

電力セクター再編は政府により以下の基本構成要素から成り立っていると定義づけられている。

- (i) 発電、送電、配電の分離および BPDB の発電の頂点としたホールディングカンパニー化
- (ii) 電力セクターの民営化と営利化
- (iii) BERC に基づく電力とガスの効果的な規制
- (iv) 電力セクターにおける独立事業者の参入と官民共同（private-public partnership）
- (v) 財務の再建と回復プラン
- (vi) コストを反映した電気料金による財務信用力の強化および電力効率利用の促進
- (vii) 省エネルギーのための効率利用等需要側対策（demand side management）の開発
- (viii) 再生可能エネルギー開発のための最適フレームワークの構築
- (ix) 最適フレームワークに則った自家発電の活用
- (x) セクター組織および企業の人材育成開発（HRD）

これらの中で、(i) 発電、送電、配電の分離については各ドナーにより多くの案件で支援されており、例えば ADB による West Zone Power System Development Project (2001)、Power Sector Development Project (2003)、Sustainable Power Sector Development Program (2007)、Power System Efficiency Improvement Project (2012)、WB 資金のものとして、Rural Electrification and Renewable Energy Development Project (2002, 2009, 2011)、Power Sector Development Policy Credit (2008)等が挙げられる。(ii) 民営化、営利化については、特に ADB による BPDB の民営化 (2005) や DESA の民営化 (2002) 等が挙げられる。(iii) BERC に基づく効果的な規制は多くのドナーの目指すところであり、ADB は Support for the Energy Regulatory Authority (1998)や Power Sector Development Program (2003) により BERC を支援し、WB は Power Sector Development Technical Assistance Project (2004) や Power Sector Development Policy Credit (2008) にて支援した。更に、USAID は BERC に対し運用面で支援を行った。

(iv) 独立事業者参入も各ドナーの支援目的である。この分野への支援としては特に ADB による Promotion of Private Sector Participation in the Power Sector (2006) や Tendering Process for Independent Power Producers (2007) 、および直接の資金的支援として 2000 年の Meghnaghat Power Project (IPP) が挙げられる。WB も IPP に対する支援を伸ばしており、2000 年の Haripur Power Project 等が挙げられる。(v) 財務の再建と回復プランとしては、WB の Power Sector Development Technical Assistance Project (2004) がある。(vi) コストを反映した電気料金については BERC の責務であり、BERC に対する支援が行われている。(vii) DSM および省エネルギーについては、ADB による Sustainable Power Sector Development Program (2007)、WB による Rural Electrification and Renewable Energy Development Project (2009)、および JICA による Total Quality Management and Power Distribution (1999) 等の支援が行われている。(viii) 再生可能エネルギーの開発についても多くのドナーが力を入れている。主なものとして WB による Rural Electrification and Renewable Energy Development Project (2002, 2009, 2011) や KfW による Promotion of Renewable Energy (2002) 等が挙げられる。(x) 人材育成も多くのドナーが支援を伸ばす課題である。主なものとして JICA による Total Quality Management and Distribution Project (1999-09)が挙げられる。

ドナーによる精力的な支援が行われながらも、多くの重大な課題が残っている。例を挙げると (i) 独占企業としての機能の明確化、(ii) 送電の経営に関する BPDB と PGCB の役割分担の

---

明確化、(iii) NWPDC、SZPDCL および CZPDCL の分社化と民営化、(iv) BPDB の合理化と効率的発展、等である。

## (2) 規制整備

2003年に The Bangladesh Energy Regulatory Commission Act が制定された。電気、ガスおよび石油業界の規制のために BERC が設立された。この BERC の設立と運営は上述の通りドナーによる支援を受けた。電気料金については、BERC によって合理的にされ政府が合意する。BERC による合理的な電気料金制定においては、世間からの逆風と政府からの急激な値上げ圧力を受けながら検討される。RPP や QRPP に対する政府の説明は BERC の料金規制に混乱を招く。

政府方針と料金合理化への責務に基づき、早々の電気料金改定が検討されている。BERC により 2012年9月1日制定された最新の料金では Tk 4.70/kWh としている。これは少なくとも BPDB の電力供給コスト Tk 4.30/kWh はカバーするものの、実際の現状平均電力供給コストを十分カバーしているかどうかは不明である。合理的な電気料金制定システム確立までは引き続き努力が必要である。

## (3) 発電

2003年、BPDB は Ashuganj 発電所を分離させ APSCL を設立した。PPA が永らく締結されず、実行が故意に遅らされたと見られる。APSCL は暫定的な PPA で運営しなければならず、資金不足を埋めるために BPDB による一時的な資金により不安定な経営を余儀なくされた。APSCL は BPDB の遺産として 124 日の売掛金や多額の負債を受け継ぐこととなった。APSCL は新しい設備を建設中である。export credit agency (ECA) のプロジェクトファイナンスによる 225MW コンバインドサイクルプラント、同じく ECA 資金による 450 MW コンバインドサイクルプラント、および ADB とイスラム開発銀行 (IDB) 資金による 450 MW コンバインドサイクルプラントである。それとは別に、53 MW ガスエンジンプラントを自社資金 US\$41 million で完成させ、2011年4月に運転を開始した。

EGCB は 1996 年にまず Meghnaghat Power Company Ltd. として設立しその後名称を Electricity Generation Company of Bangladesh Limited と改めた。同社は3つの主なプラントを建設した。(i) Siddirganj 2 X 120 MW Peaking Power Plant は ADB 資金で、2012年2月に運転開始、(ii) Haripur 360 MW Combined Cycle Power Plant は JICA 資金で 2013年7月運転開始予定、(iii) Siddirganj 335 MW Combined Cycle Power Plant は WB 資金で 2015年6月運転開始予定である。この会社は BPDB から顕著な負債を引き継がずにきれいなバランスシートとなっている。

NWPGCL は 2007 年に設立した。この会社による Bheramara 360 MW Combined Cycle Power Plant は JICA 資金で現在進行中である。この会社もきれいなバランスシートで、BPDB から負債を引き継いでいない。

一方、BPDB もまた発電部門支援の直接受領者である。BPDB は ADB からの支援である Sustainable Power Sector Development Program (2007) により Sirajganj 150 MW peaking power plant および Khulna 150 MW peaking power plant を建設している。

残念なことに、この 10 年の間、投資に対する決定はされておらず、または極めて判断が遅かった。入札公示、入札評価、契約交渉、契約締結等、様々な段階で遅延が発生した。この優柔不断と遅延により取り返しのつかないほどの電力供給不足が発生している。政府は RPP や QRPP の導入等によりこの瀕死の状態を克服しなければいけない。現在、政府は電力供給システムを経済的妥当性のあるものにするために RPP や QRPP に頼ることを検討している。

更に、発電会社である EGCB と APSCL は以下のような状態である (i) BPDB の既設プラントを受けた際に負債がついてきている、(ii) 契約の締結が遅れている、(iii) BPDB からの支払いが遅れ未収金が膨れあがっている、等。CPGCBL にとっては多くの学ぶべき材料が揃っているので、調査団としては CPGCBL にそのメリットを活かし解決して欲しい。

#### (4) 送電

PGCB は 1996 年に設立した。給電司令所を含むすべての送電資産が BPDB から PGCB へ移された。PGCB は 25%の株式を上場している。PGCB はドナーから多くのプロジェクトで支援を受けている。JICA 資金による Grid Substations and Associated Distribution (2006)、ADB 資金による West Zone Power System Development (2001)、Power Sector Development Project (2003)、Sustainable Power Sector Development Program (2007) および WB 資金による Siddirganj Peaking Power Project (2008)等である。PGCB は適当な自己資金比率、十分な現金、未収金回収状況、利益率、DSCR 等、相対的に財務状況が良く、セクター再編において先駆者と言える存在である。

#### (5) 配電

DESA は 1991 年に BPDB から 分離した。そのガバナンスと運用手法は BPDB と基本的に同じだったため、期待通りには行かなかった。同様に DESCO は DESA からダッカにおける一部サービスを引き取る形で 1996 年に設立した。新会社は DESA の完全子会社であり、Gulshan、Baridhara および Tongi 地区を含む Mirpur 地域を引き取った後 1998 年に運用を開始した。DESCO は 2006 年に持ち分の 25%を上場させた。BPDB の西部配電系統は 2003 年に WZPGCL として会社化した。

この分野もドナーから多大な資金のおよび技術的支援を受けてきた。JICA 資金による Central Zone Power Development Project (2009)、Rural Electrification Upgrading Project (2010)、ADB 資金による West Zone Power System Development (2001)、Corporatization of West Zone Distribution Operation of BPDB (2001)、Corporatization of DESA (2002)、Sustainable Power Sector Development Program (2007)、および WB による Rural Electrification and Renewable Energy Development Project (2000, 2009, 2011)等である。

政府や配電会社、ドナーの努力にも関わらず、取り組むべき課題や解決すべき問題が多く残っている。配電部門の民営化は長期にわたり顕著な進捗もなく滞っている。MPEMR は運用評価指標（Key Performance Indicate(KPI)）に基づいた管理契約制度を制定し、電力機関それぞれと運用効率の目標値を定め、年間でのインセンティブとペナルティを設定することにより管理している。この制度により電力機関それぞれの効率性は徐々に向上が見られるが、その効果は各電力機関内に限られ、電力セクター全体への効果は小さい。電力セクターの運用効率向上に向けた課題に取り組むには、電力機関それぞれに対してのみでなく、セクター全体に対して適用される対策が強く必要である。

### 3.5 石炭火力発電マスタープラン調査（PSMP2010）の概要

上述の通り、今後の「バ」国の経済発展のためには、慢性的な電力不足を解決することが不可欠であり、そのためには特にベースロードとなる電源を積極的に開発することが必要である。第1章で述べた通り、今後「バ」国が国内天然ガスに依存せず、将来の電力需要増加に見合う安定した供給力を確保するために、石炭 MP 調査において 2030 年までの電力開発計画マスタープランを策定した。本事業はこのマスタープランに基づき、今後の「バ」国の石炭火力開発のスタートとなる位置づけとなっている。以下に石炭 MP 調査にて策定された電力開発計画（PSMP2010）の概要を示す。

#### 3.5.1 電力需要予測

「バ」国は今後も継続的な経済成長が期待され、それに伴った電力需要の増加も見込まれる。石炭 MP 調査にて議論された結果策定された政府目標に基づくシナリオを以下に示す。

表 3.5-1 2030 年までの長期需要予測

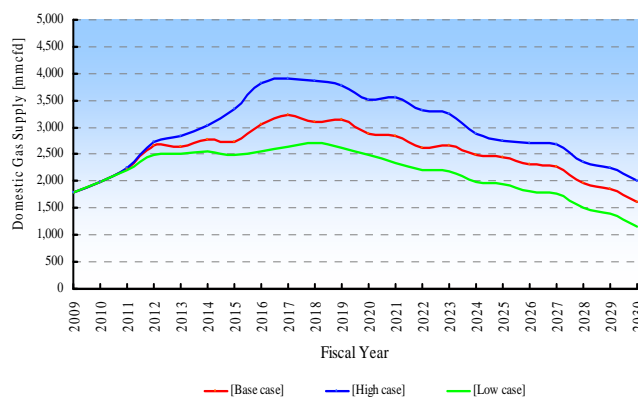
FY	Peak Demand [MW]
2013	8,349
2014	9,268
2015	10,283
2016	11,405
2017	12,644
2018	14,014
2019	15,527
2020	17,304
2021	18,838
2022	20,443
2023	21,993
2024	23,581
2025	25,199
2026	26,838
2027	28,487
2028	30,134
2029	31,873
2030	33,708

出典：BPDB ウェブサイト

### 3.5.2 エネルギーバランスと電源開発シナリオ

「バ」国は現在、一次エネルギーを国内の天然ガスに依存しており、発電設備の 8 割以上が天然ガス火力発電である。しかし今後の経済成長と電力需要増大に対応する電源計画を考える際、現状のような単一のエネルギー源に依存するべきではなく、エネルギーの多様化によりリスクの低減を図るべきである。

近年、国内天然ガスの枯渇リスクが指摘されるようになり、石炭 MP 調査にて策定した国内天然ガス生産シナリオでは、2017 年度（High Case で 1.426BCF）をピークに生産量が減少すると予測している。



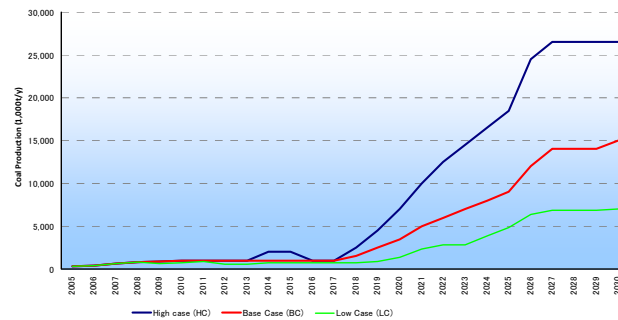
出典：石炭火力発電マスタープラン調査ファイナルレポート

図 3.5-1 PSMP2010 における国内天然ガス生産シナリオ

「バ」国は天然ガス供給力増強を目的として LNG の輸入を検討しているが、世界の LNG 市場は日本や韓国、台湾等の大量輸入国で支配されており、新規参入国が安定して調達するのは困難であること、安定供給のためには LNG ターミナルの建設等設備投資が必要なこと、国内天然ガス単価は安く統制されており、LNG 導入によって大幅な価格上昇とならざるを得ないこと等から、LNG 輸入については限界があると言える。これらの状況を加味すると、2030 年段階での天然ガス火力は全電源容量の約 4 分の 1 となる。

一方、石炭については、まず北西部を中心にした国内炭開発を進めた場合、High Case シナリオでは 2030 年段階で約 2,650 万トン/年の生産量となり、電源容量の約 4 分の 1 を賄うことが可能である。





出典：石炭火力発電マスタープラン調査ファイナルレポート

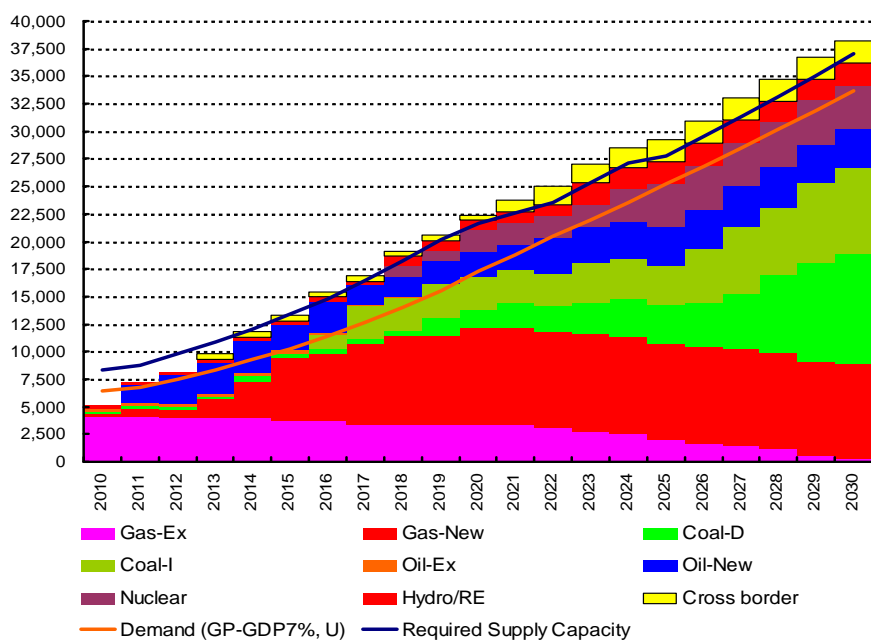
### 図 3.5-2 PSMP2010 における国内炭開発シナリオ

「バ」国国内ではその他のベースとなるエネルギー源は確保できず、水力や再生可能エネルギー、電力国際連系等を合わせても電源容量としては 2030 年段階で約 4 分の 1 程度と見込んでおり、残り 4 分の 1 は輸入エネルギーに頼らざるを得ない。

輸入エネルギーとしては、LNG、石油、石炭が考えられるが、LNG は前述のように限界があり、石油は既に輸入しているが、価格の不安定性や産地の偏在性（中東に依存せざるを得ない）により、輸入規模を拡大して依存すべきではない。その点、石炭の輸入は、

- （LNG と違い）炭種を選択肢を広げれば、新規参入国でも問題なく調達可能
- 世界的に産地が偏在しておらず、リスク分散による安定調達が可能
- 石油、LNG と違い長期に渡って価格が安定
- 石油、天然ガスよりも埋蔵量が多い

等の理由から「バ」国にとって今後ベースエネルギーとなるにふさわしい。これらのことから、2030 年段階で約 3,000 万トン/年の輸入炭を確保し、電源容量の約 4 分の 1 を担うというシナリオを策定した。



出典：石炭火力発電マスタープラン調査ファイナルレポート

図 3.5-3 PSMP2010 における電源開発計画（Government Policy シナリオ）

### 3.5.3 石炭火力開発計画

上記の電源開発計画シナリオに沿って、具体的な石炭火力計画を策定した。

国内炭については、住民が多い地域での開発となり反対運動が激しいことから、まずは社会配慮問題を解決する必要がある。政府はまず石炭政策を確立し、強いリーダーシップの元、全国民が満足できる開発を推進していくべきである。そのために、国内炭開発が具体的に進むには時間がかかると思われる。

一方、石炭輸入については、先行して開発を進めることができる。しかし輸入に当たり「バ」国で問題なのはベンガル湾海域の水深が浅いことである。石炭の効率的輸入を考えた場合、大型石炭船の入港が必要であるが、「バ」国では南東部の一部地域にしか水深の深い海域が存在しない。よって、まず初期段階で、輸入炭を直接受け入れできる火力発電所を南東部に開発し、その後その地点を石炭輸送の拠点である「コールセンター」として拡張し、内陸部を含めた各発電所へ石炭を二次輸送するシステムを構築することを計画した。これにより複数の大型石炭火力発電所へ効率良く安定的に石炭供給を行うことができるのである。

なお、MP でのシナリオでは、最初の輸入炭火力発電所は 2016 年に運転開始するが、それと同時に大型船が接岸できる港湾を開発することは時間的に間に合わないため、大型港湾およびコールセンターが開発される 2020 年頃までは、石炭輸送船を沖合に停泊させ、そこから発電所まで小型船でピストン輸送する方式で燃料を確保することを計画した。しかし、本事業は 2023 年運転開始予定の発電所であり、それまでに大型船の接岸できる港湾が同時に開発可能なため、

石炭輸送船を沖合に停泊させる方法を用いる必要はなく、直接接岸する計画として進めることができる。これにより本事業は、今後の「バ」国の石炭火力開発のスタートとなり、かつ将来、内陸部を含め輸入炭火力発電所が多数開発されていけば、本地点を拡張しコールセンターを開発することにより、石炭供給のハブ的存在となりうる。

また、MP 当時は、「バ」国政府（Ministry of Shipping）の中で、Sonadia 島を Deep Sea Port として開発する計画が進んでいたが、同島が環境保護区域（Environmental Critical Area）に入っていること等により計画は進んでおらず、本事業で開発される港湾が「バ」国初の Deep Sea Port となり、石炭火力だけでなく商用港の開発等、分野を超えた大規模開発に繋がる可能性が高い。



出典：石炭火力発電マスタープラン調査ファイナルレポート

図 3.5-4 PSMP2010 における輸入炭輸送供給計画

### 3.6 エネルギーの選択肢（石炭の必要性）

本調査にあたり、石炭 MP 調査の結果を元に、最新の情勢も踏まえながら、「バ」国におけるエネルギーの選択肢について改めて検討する。

### 3.6.1 エネルギーバランス

「バ」国の2009年のエネルギーバランスを下表に示す。電力に用いられる一次エネルギーとしては国内産天然ガスが9割近くを占めている。

表 3.6-1 「バ」国のエネルギーバランス (2009年)

Year 2009 Supply and Consumption	Coal & Peat	Crude Oil	Petroleum Products	Gas	Nuclear	Hydro	Geotherm. Solar etc.	Biofuels & waste	Electricity	Heat	Total
Production	500	70		15321		133		8813			24838
Imports	400	867	3859								5126
Exports			-148								-148
Intl. Marine bunkers			-35								-35
Intl. Aviation bunkers			-192								-192
Stock changes	-271	140	141								10
TPES	628	1077	3626	15321	0	133	0	8813	0	0	29599
Electricity and CHP plants	-219		-655	-8226		-133			3256		-5978
Petroleum refineries		-1077	1071								-6
Other transformation	-9		-64	-251					-157		-480
TFC	400	0	3978	6845	0	0	0	8813	3099	0	23135
Industry Sector	400		286	2444					1742		4872
Transport Sector			1901	727							2628
Others Sectors			1477	1919				8813	1357		13566
Non-Energy Use			315	1754							2069
Electricity Generated (GWh)	638 (1.69%)		1832 (4.84%)	33840 (89.38%)		1552 (4.1%)					37862 -100%

出典：IEA Statistics, Energy Balances of Non-OECD Countries (2011)

### 3.6.2 各種発電用エネルギーの比較

#### (1) エネルギーの選択肢

エネルギーの選択肢としては、まず国内産天然ガス不足を補完する目的でのLNGの輸入、およびシェールガスの輸入、その他石油、原子力、水力、再生可能エネルギー、そして国内炭、輸入炭が考えられる。

まず、水力は、「バ」国は国土のほとんどがデルタ地帯であり、大型水力発電を開発する余地がほとんどないため、今後主なエネルギー源となることはない。

原子力は、世界的に安全性について議論されている段階であり、現段階で新たな主エネルギーとして選択する余地はない。

再生可能エネルギー（風力、太陽光、バイオマス等）については、補完的なエネルギーとして開発すべきであるものの、経済的に開発できるポテンシャルが低いこと、大規模で安定的な電源にはなり得ないことから、主なエネルギー源の位置づけとなるのは難しい。

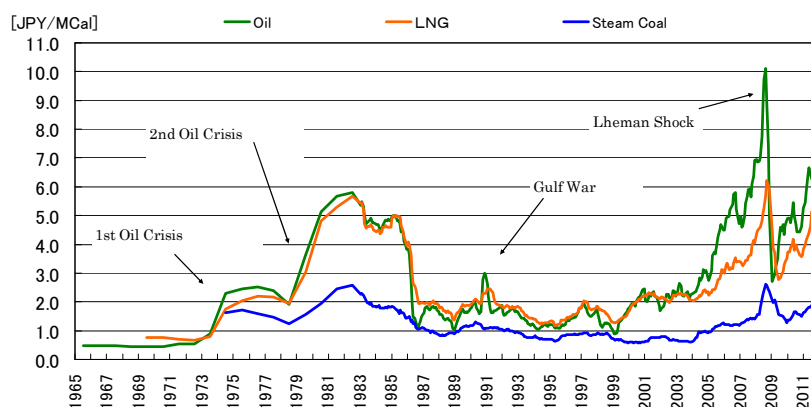
よってそれ以外の、いずれも火力発電の燃料について、以下の観点で比較を行った。なお、シェールガスは、輸出入は LNG として扱われると考えられるため、LNG と同等なものとして比較することとした。

## (2) 燃料の比較

### 1) 価格安定性

まず、火力発電の燃料の価格安定性について比較する。

下図はこれまでの燃料価格の動向である。



出典：IEA Statistics, Energy Balances of Non-OECD Countries (2011)

図 3.6-1 火力発電用燃料価格の推移

過去 40 年以上の推移を見ると、世界情勢等の影響を受け、石油や LNG は価格変動が大きいのにに対し、石炭は価格が安くかつ比較的安定していることが分かる。つまり価格安定性という観点では、石炭が優位に立つ。

### 2) 供給弾力性

前述の通り、石油は主に中東等世界のある特定地域に偏在しており、政治的危険性を加味すると安定調達のためのリスクが大きい。LNG は石油ほどではないが、やはり生産地域は限られている。シェールガスの輸出が始まったとしても、劇的に範囲が広がるわけではない。一方、石炭は世界各地に埋蔵しており、地域偏在性のリスクは最も低い。

それぞれの可採年数については、例えば BP Statistical Review 2011 によれば、石油 46.2 年、天然ガス 58.6 年に対し、石炭は 118 年とあり、この面でも今後長期間の供給が期待される燃料である。

また、日本では近年、国内の下水処理場から出る汚泥や、森林の間伐材等をバイオマス燃料として使用することを進めている。これらの燃料は固形燃料であり、石炭火力発電所において燃料の一部として利用している。石炭火力発電所はこのように石炭以外でも燃料として

利用できる可能性を持っており、燃料の供給弾力性に寄与する。本事業においても将来国内でバイオマス技術により廃棄物の固形燃料が生成されれば、石炭と共に燃料として利用できる可能性を持っている。

### 3) 市場参入の容易さ

LNG の世界市場は既に大量輸入消費国である日本や韓国等が長期契約により主導権を握っており、「バ」国のようにこれまで取り扱い経験のない国が新規に市場に参入するにはハードルが高く、今後安定的に確保することは困難であると思われる。今後シェールガスが流通するようになっても、現在の LNG 市場の国々が主導権を握るとされる。その点、石炭は、一部の高品位炭の入手は難しいものの、炭種の幅を広げれば比較的容易に確保できる。

### 4) 設備投資

いずれの燃料も、安定調達するためには大型船での輸送が必要であり、大型港湾の開発が必要であることは変わらない。また、いずれにも運用のための貯蔵運搬設備として、石炭は貯炭設備、石油はタンク（場合によっては精製設備）、LNG はタンクおよび気化設備が必要である。一般に、貯炭場や石油タンクに比較して、LNG 設備はコストが高い。

### 5) 環境負荷

二酸化炭素排出原単位は、天然ガス<石油<石炭である。また、硫黄分は天然ガスはほとんど含まれておらず、石炭が最も含有量が多い。つまり環境負荷の面では石炭は不利である。

### 6) その他の事情

「バ」国における用途として、輸入された天然ガスや石油は、電力以外の民生用の需要が多く、必ずしも電力に対する安定したエネルギー源という位置づけにならないのに対し、輸入炭は電力以外の用途には用いられないため、直接電力の安定供給に貢献することとなる。

以上を総合すると、環境負荷の面以外では様々な面で石炭が最も優れている。このことより、今後「バ」国にとっての安定したエネルギーとしては、環境負荷を低減する策を取りながら石炭を導入することが最適な方法であると言えることができる。

表 3.6-2 「バ」国が調達を計画する火力発電用燃料の比較

	天然ガス (LNG,シェールガス)	石油	石炭
価格安定性	世界情勢の影響を受け変動（世界的に石油価格への連動が支配的） シェールガスは取引実績なし	世界情勢の影響を受け変動	比較的安定、価格レベルも石油や LNG よりも低い
供給弾力性	生産地域は限られる 可採年数 58.6 年 シェールガスは現状は米国に偏在	中東に偏在 可採年数 46.2 年	世界各地に存在 可採年数 118 年 固形バイオマス燃料も混焼可能
市場参入の容易さ	新規参入は難しい	現状の取引の拡大は可能と思われる	比較的容易に参入可能
設備投資	大型港湾 貯蔵・気化設備	大型港湾 貯蔵設備 (精製設備)	大型港湾 貯運炭設備
環境負荷	低い (CO <sub>2</sub> 排出原単位低、 硫黄分ほぼなし)	中間 (CO <sub>2</sub> 排出原単位中、 硫黄分若干あり (量は 産地による))	高い (CO <sub>2</sub> 排出原単位高、 硫黄分あり (量は産地 による))
CO <sub>2</sub> 排出 原単位(*1)	56.1 t-CO <sub>2</sub> /TJ (石炭の 58%)	73.3 t-CO <sub>2</sub> /TJ (石炭の 76%)	96.1 t-CO <sub>2</sub> /TJ
その他	民生用途が多い	民生用途が多い	電力用途のみ

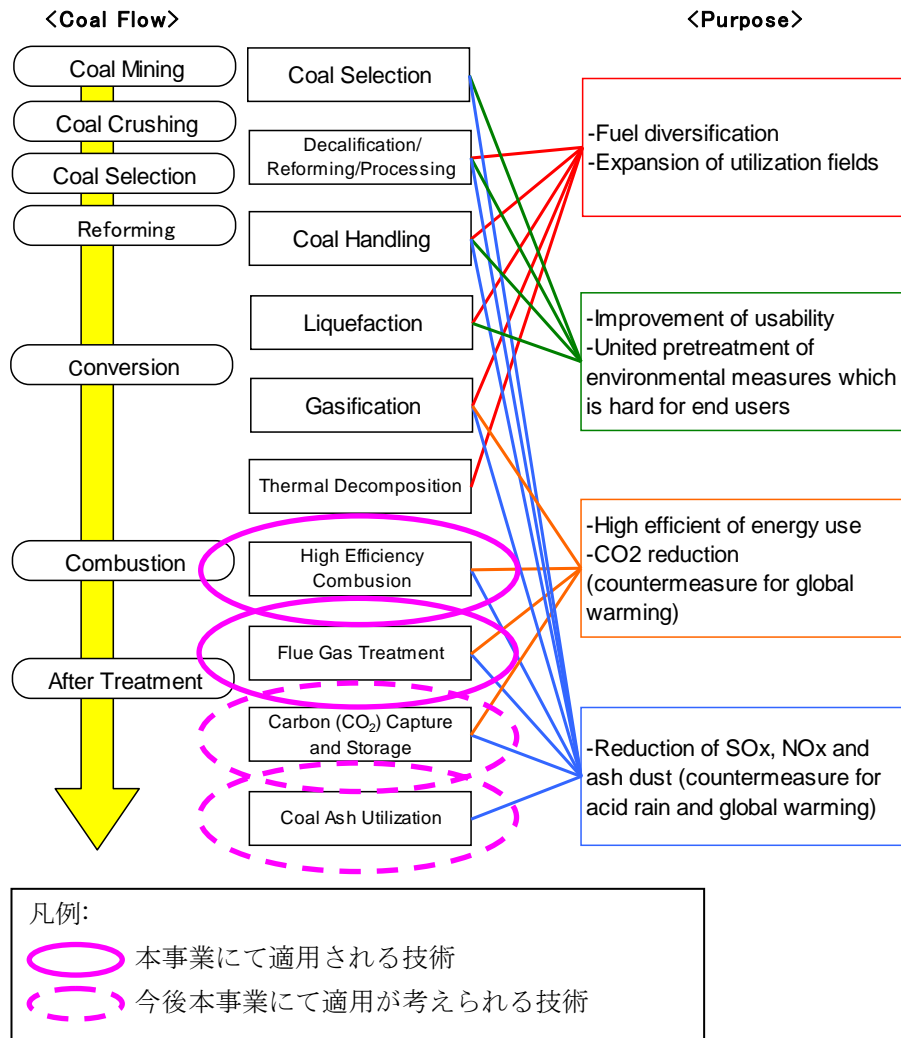
(\*1): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

出典：調査団作成

### 3.6.3 石炭利用における環境負荷低減策

#### (1) クリーンコールテクノロジー

石炭は世界的に見ても引き続き主要なエネルギー源として利用されていくため、環境負荷を低減させる技術は益々重要となってくる。環境負荷の低減とは、具体的には有害物質の排出を低減することで、有害物質の発生低減技術、回収技術、利用技術など、いわゆるクリーンコールテクノロジーが開発、利用されている。下図はクリーンコールテクノロジーを段階、項目別に整理したものである。まだ実用段階に入っていないものも、実用化に向けて研究が進んでいる。この中で、実線で囲んだものが本事業にて適用されるもの、波線で囲んだものは今後本事業にて適用が考えられるものである。



出典: 「トコトンやさしい石炭の本」（日刊工業新聞社）を元に調査団作成

図 3.6-2 クリーンコールテクノロジー体系図と本事業への適用

(2) 本事業で適用する技術

上記の通りクリーンコールテクノロジーは様々なものがあるが、本事業においては、「バ」国で初めての案件であり、今後の展開のために確実な導入が必要であることを鑑み、高効率、低コストと同時に高信頼性を重視して選択された技術を導入した。

1) 高効率発電設備の導入(High Efficiency Combustion)

第 2 章の基本コンセプトで述べた通り、本事業では、蒸気温度 600℃級の設備を導入し、高効率な運転により燃料消費の低減、CO2 排出量の低減を実現させる。



2) 高性能排煙処理装置の導入(Flue Gas Treatment)

これも第 2 章で述べた通り、大気汚染物質（SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、ばいじん）について高効率に排除し、煙突から大気中に放出される処理後の排煙については、天然ガス火力並のクリーンなものとするようにする。

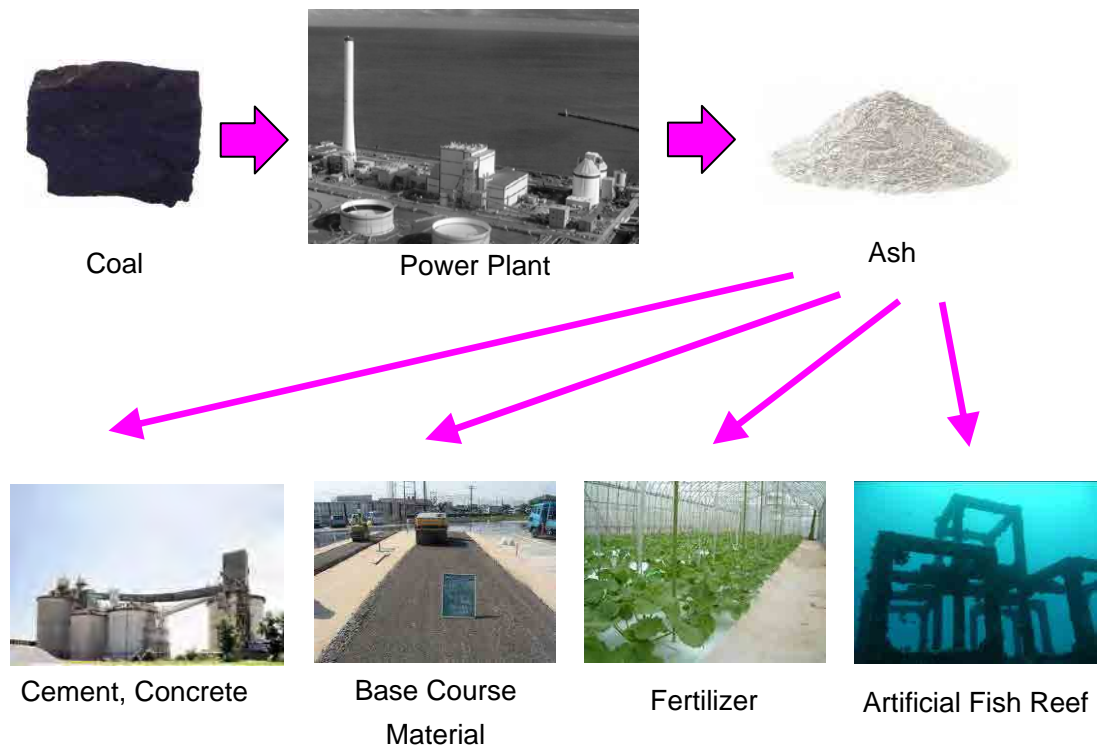
3) 石炭灰の確実な処分(Coal Ash Utilization)

発生した石炭灰については、構内に十分な埋立処分エリアを確保し、飛散を防止しながら確実に処理を行う。このエリアは将来埋立後は新たな土地として活用される。

また、将来的には石炭灰の有効利用策も検討し、発生する石炭灰の大部分を有効利用できるようにする。

日本における主な石炭灰の有効利用方法としては以下のようなものがある。

- セメント原料（粘度代替）  
セメントの原料として、セメント 1t に対し約 240kg 必要な粘度の代替物として利用する。粘度の 20%程度まで混合可能。
- コンクリート混和材  
ダム用コンクリート等に使用。硬化する時の発熱量を抑え、ひび割れ防止効果がある。
- 道路材料  
粉体や粉粒体として路床や路盤材に利用。
- 肥料、土壌改良材
- 人工漁礁  
石炭灰を混入した硬化体の利用。



出典：調査団作成

図 3.6-3 石炭灰の有効利用

この中で、セメント原料への利用について、「バ」国への適用性について、以下調査した。

「バ」国は基本的なインフラ設備や住居などのニーズが高い状態であるため、セメントの消費量は年々増加している。国内での消費量はこの5年間で年間平均10～12%程度で増加していたが、2010年にはPadma橋の建設や住宅建設の増加等で前年度比約32%と急激な増加が見られ、2010年では約1,400万トン近くとなっている。国内での消費量は、首都のダッカおよび第二都市のチッタゴン周辺で約75%を占めている。

一方、セメントの生産体制に関しては、「バ」国にはセメントの原料として欠かせない石灰石の埋蔵量が少ない他、セメントの原料は輸入に頼っているのが現状である。石灰石等の原料を輸入して国内で生産（一貫生産工場）をすると、材料コストが高く採算が合わなくなってしまうため、セメント中間製品のクリンカを輸入して国内で仕上げ工程（粉砕、混合）のみ行うスタイル（粉砕工場）が主流である。現在、一貫生産工場としては1箇所のみ、LafargeによるCementos Molins JVが年間130万t程度生産しているのみで、その他は粉砕工場である。また、国内の生産も消費量に追いつかず、一部製品の輸入も行っている。2009年の実績で、クリンカの輸入量が8百万t、製品セメントの輸入量が80万tとなっている。また、クリンカからセメントにする際の混合剤として、スラグの輸入が85万t、フライアッシュの輸入が104万tあり、特にフライアッシュは自国に石炭火力が少ないため、インドから有価で輸入しているのが現状である。

今後の見通しとして、大型インフラ整備等が継続する中、セメントの需要は益々増加することが考えられる。そう言った中、国内での製造能力の増強および安定した原料調達を続けなければ、製品輸入の必要性が増加する。

このような状況の中、将来大型石炭火力が運転を開始し、発生する石炭灰をセメント原料として活用できるようになれば、まず、輸入している石炭灰を減らすことができ、大きなコストダウンへ繋がる。石炭灰のセメント原料への活用法としては2通りあり、原料としての粘土の代替物として利用する方法、およびクリンカからセメントにする時に混合し、硬化温度が低い特徴のあるフライアッシュセメントとして利用するという方法がある。「バ」国においてはコスト面から、前者の利用は難しいにしても、後者の利用は今後ポテンシャルが高いと考えられる（実際、現在輸入しているフライアッシュの用途は後者である）。マタバリ発電所では、2023年の運転開始後、2x600MWで約10～50万t/年の石炭灰が発生する。これを用いれば、年間約30～150万t程度のフライアッシュセメントを製造することができ、このような規模のセメント工場を隣接して開発すれば、理論的には全量をセメント原料として有効利用できることとなる。

#### 4) 排水処理設備

高性能な排水処理設備を設置し、発電設備から発生する污水のみならず、排煙処理装置から発生する排水、貯炭上から発生する炭汁を含んだ排水等、全ての污水排水を処理し、環境基準を満たす値にする。

#### 5) 環境モニタリングの実施

上記のような環境負荷低減策を行った上で、更に周辺地域において環境モニタリングを実施し、発電所構外への影響を常に監視し、異常時には即対応できる体制を整える。

### (3) 日本のクリーンコールテクノロジーの実績

日本では、火力発電の燃料としては古くは石炭が主に使われ、1950年代以降に水主火従から火主水従へ移行する過程で石炭火力発電所が大幅に増強されてきた。しかしそれと同時に、NO<sub>x</sub>やSO<sub>x</sub>、ばいじん排出による公害問題が顕在化し、石炭の代わりに石油の利用が増加し、徐々に石炭火力から石油火力へと移行してきた。ところが石油危機を迎え石油依存の危険性が指摘されることもあり、エネルギー多様化の観点から天然ガス（LNG）の輸入を始め、リスク分散を図った。それでも石油とLNGは価格変動が大きく連動しているため、更なるエネルギー多様化のために再び石炭の導入がされることとなったのである。

石炭を再導入するにあたり、公害の経験から環境負荷を軽減することが絶対条件となり、日本では環境設備の技術開発が発展した。その結果、現在日本で導入される日本技術の石炭火力発電設備は、環境性能が高く、他の燃料に匹敵するほどとなっている。例えば第2章でNO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub>の排出量を国別で比較しても、日本は世界的に見ても低いレベルであることが分かる。このように日本では社会のニーズが技術発展を促し、日本製の環境設備が高性能となったのであ

る。第2章に日本国内における日本メーカーの600℃級石炭火力発電設備の納入実績を示したが、これら全てに環境設備が設けられている。

参考に日本の最新鋭石炭火力の例を下図に示す。



出典：東京電力（株）

図 3.6-4 日本の石炭火力発電所の例

### 3.6.4 輸入炭を使用することの妥当性

「バ」国には北西部に石炭の鉱脈があり、現在炭鉱1箇所（Barapukuria）および発電所1箇所（2 x 125MW）が操業している他、良質の石炭を大規模に開発できるポテンシャルを持っていることが分かっている。Barapukuria 炭鉱は、現状生産量 100 万 t/year のところ、2013 年中に 150 万 t/year へ増産を計画。隣接の Barapukuria 発電所は、3 号機（250MW）の増設計画があり、2017 年運転開始を予定している。Barapukuria 炭鉱の開発費用は、現状の 100 万 t/year で約

255 million USD であった。2011 年実績の石炭販売価格は、Barapukuria 発電所へは 85.5 USD/t、民間企業へは 100USD/t であり、輸送費を加味しても輸入炭よりも安い可能性がある。

しかし、本事業、つまり「バ」国にとって初めてとなる大型石炭火力発電所の燃料として輸入炭ではなく国内炭を使用する可能性については、

- 環境問題、住民問題のため、現政権では Barapukuria の増産（Barapukuria 発電所増設のためだけのもの）以外の新規炭鉱開発は認めていない。
- たとえ将来開発が認められても、新規炭鉱開発には最初の出炭まで最低 10 年にかかる（環境アセスメントに 3 年、坑内炭開発 F/S 及びコントラクター選択に 2 年、坑内炭鉱開発に 5 年）ので、当面の新規発電所への石炭供給は不可能である。（なお炭鉱の環境アセスメントは、地下水の動向の調査(hydrogeology)が必要でデータ収集に時間がかかる他、露天掘りの場合は環境影響範囲が広く、坑内掘りの場合は地盤沈下予測が重要となり、発電所等に比較して長期間を要す）

等の理由から、10 年後に運転開始（年間 300 万 t 以上の石炭が必要）を目指す本事業に対して新規開発される国内炭利用を前提とした計画をすることは非現実的である。

実際には、「バ」国政府は将来のエネルギー供給計画の柱の一つを国内炭とする目的で、石炭政策（Coal Policy）を策定すべく準備をしている。しかし、2009 年にはドラフトが完成したものの、国民感情の配慮等からその後思い切った進捗ができず、策定できない状態が続いている。

また、国内炭が今後開発されたとしても、将来のエネルギー源をカバーするには量的に不十分であると考えられるので、いずれにしても石炭の輸入は必要となる。輸入炭に関しては、市場からの確保手段が整いさえすれば、「バ」国でもすぐに準備できるエネルギー選択肢である。

上記の理由から、本事業においては、輸入炭を用いることが必然的である。

### 3.7 発電設備単機容量

発電所を新規建設するにあたり、その単機容量をいくつに設定するかということは重要なことである。一般的に、単機容量が大きい方がスケールメリットにより建設コストが安くなる傾向があるが、その発電設備がトラブルで停止した場合の電力系統全体に与える影響は、単機容量が大きいほど大きい。よって単機容量の決定にあたっては、電力系統の安定性を重視しながら他要素を比較し、最適値を設定する必要がある。

本事業における単機容量の決定にあたっては、以下の 3 つの候補を比較することとした。

表 3.7-1 比較対象ケース

	Case 1	Case 2	Case 3
出力	300MW	600MW	800MW
蒸気条件	16.6MPa	24.1MPa	24.1MPa
	566°C/566°C	566°C/566°C	566°C/566°C
建設コスト単価	1,690USD/kW	1,600USD/kW	1,500USD/kW
熱効率(LHV)	42.0%	43.8%	43.8%
所内率	7.0%	7.0%	7.0%
事故停止率（※）	8%	8%	8%

※事故停止率=(年間事故停止時間)÷(8760時間-年間計画停止時間)

出典：調査団作成

上記の3つの候補に対し、以下の5点を比較検討して決定する。

- 経済性
- 電力系統全系崩壊の可能性
- 供給信頼度のレベル
- 環境性
- 保守点検の容易性

一般に、新規設備導入の選択肢で比較される重要要素としては経済性であるが、本ケースの場合、後述のように、単機容量の大きさは全電力系統の安定性に影響を及ぼす要素であり、経済性と共に重要な判断要素である。よって、これら2つの項目に重点を置いて比較することとする。

### 3.7.1 経済性

ベースロード運転を前提とし年間設備利用率を80%とした場合、各ケースの発電原価を試算すると以下のとおりとなる。なお、石炭価格は、石炭マスタープラン検討時に使用した2020年の値(2.2USC/Mcal)とした。

表 3.7-2 発電原価（送電端）

	300MW	600MW	800MW
Fixed cost	1.6	1.5	1.4
Fuel cost	4.8	4.6	4.6
Total	6.5	6.2	6.1

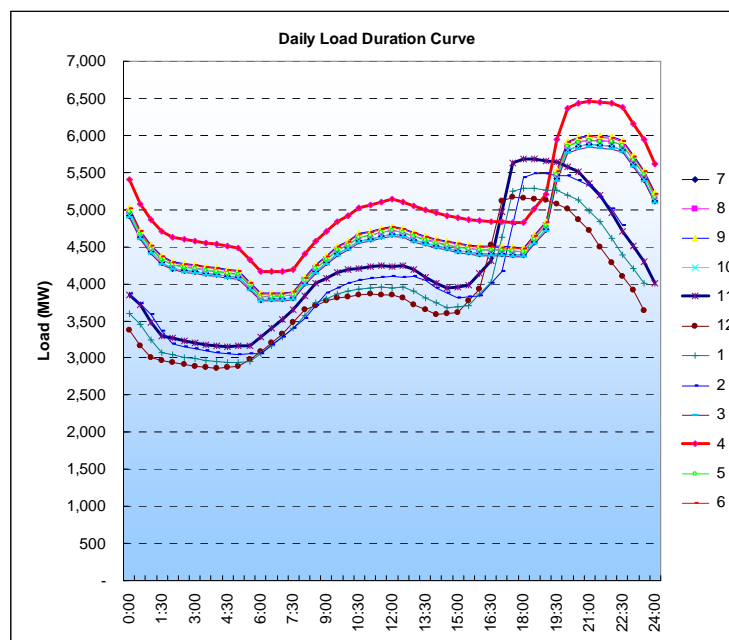
出典：調査団作成

600MW機および800MW機は300MW機と比較して、建設コスト単価が安く、熱効率も高いため、発電原価は安くなり経済的である。600MW機と800MW機は同じ高効率USC設備のためあまり大きな差がないが、容量の大きい800MWの方が建設費が安く、総コストも若干安くなる。経済性だけで考えると、大容量ユニットの方が有利である。

### 3.7.2 電力系統全系崩壊の可能性

電力系統において、ある発電機が事故停止した場合には、電力供給力が瞬時に減少するため、一時的に系統の周波数が低下する。「バ」国の系統周波数は東日本と同じ 50Hz であるが、一般的には、系統周波数が 1.5Hz 低下して 48.5Hz 以下になると、事故停止した以外の健全な発電機に重大なダメージを与える恐れがあるため、周波数の低下を検知して自動的に他の発電機を停止させる指令を出すようになっている。周波数の低下量が多い場合や早期に周波数の改善を図れない場合には、一つの発電機の事故停止を引き金として徐々に発電機が停止し、最終的に「電力系統全系崩壊」という事態に至る危険性がある。このような危険を回避するため、「バ」国においても Bangladesh Grid Code (Nov. 2010) において、” The Generator shall ensure that each Generating Unit is capable of generating at full rated power output within the frequency range of 48.5 - 51.5 Hz, +/- 10% rated voltage and power factor 0.8 lagging to 0.95 leading.” とあり、各発電事業者に対し周波数変動を 1.5Hz 以内に収めるよう規定されている。

周波数の低下量は脱落する供給力の大きさに比例する。一般的な電力系統においては、供給力の 10% が脱落した場合に周波数が約 1Hz 低下する。このため、上記のような広範囲な系統崩壊を引き起こさない範囲での投入する単機容量の限界は、系統の規模から計算によりおおよそ求めることができる。



出典：石炭火力発電マスタープラン調査ファイナルレポート

図 3.7-1 日負荷率曲線（2010 年）

石炭 MP 調査にて検討された「バ」国における 2010 年現在の日負荷曲線を上図に示す。夏場の高負荷時は実際には供給が不足し停電が発生しているため、冬場の負荷カーブを基にして合

成負荷曲線を作成している。これによると、需要の年間最大値は 6,454MW と想定され、年間最小値は 2,866MW であり、最大値と最小値の比は 1:0.444 となる。

一方、石炭 MP 調査検討時に使用した需要想定のうち、ベースとした政府目標よりも低い GDP 成長率 7% シナリオによると、2020 年の最大需要は 13,244MW 程度であるが、負荷率は 2020 年までは 60% 一定と想定し日負荷曲線は相似的に増加すると仮定しているため、2020 年の需要の最小値は 13,244MW の 44.4% で 5,827MW と想定され、更に最大需要の約半分である 7,000MW を下回る時間数が 2,190 時間（1 年の 25%）程度存在する。

本事業で開発する石炭火力は、燃料価格が安く、ベースロード運転を前提としているため、低い需要の時でも最大出力で運転している可能性が高い。そのため、系統安定性を検討するためには低需要時の挙動を比較する必要がある。需要規模が 7,000MW 程度以下の時に、単機容量 800MW 機が事故停止すると 1.2Hz 以上周波数が低下することになり、事故停止前の周波数が既に下がっている場合も考えると、危険な領域である 48.5Hz を下回り、系統全系崩壊を引き起こす可能性が高いため、単機容量 800MW 以上の発電設備をこの系統へ採用することは控えるのが望ましい。一方、単機容量が 600MW 以下であれば、需要規模が 7,000MW 程度時に事故停止した場合の周波数低下量は 0.9Hz 程度以下、たとえ最小需要 5,827MW の時であっても約 1Hz 以下で収まるため、系統崩壊を引き起こす可能性は非常に低いと言える。

将来の需要規模や電源規模を想定する際に、発電所の開発が想定通り進まない場合も検討する必要がある。そのような場合でも、需要規模は確実に増加する可能性が高く、それに伴い需要の最小値は増加し、系統崩壊を起こさないための単機容量としては、上記と同じ条件となり、600MW で問題ないと言える。

なお、現在「バ」国の系統は、他国の系統と連系がない独立した系統であるが、「バ」国とインドの間で連系する計画が進展している。この計画は、相互に周波数変動の影響を回避するため、直流で連系することになっている。この直流連系によって、「バ」国の全体系統容量を増加させるという効果は持たないため、これによる周波数低下のリスク低減の効果はない。

### 3.7.3 供給信頼度のレベル

比較対象にしている各設備の事故停止率は 8% で差がない。単機容量が大きいユニットでは、事故により停止した際に供給力の減少量が大きく、系統に及ぼす影響が大きい。一方、単機容量が小さいユニットでは台数が多くなるため、全台健全に運転できる可能性が低くなる。

供給信頼度を比較するために、それぞれのケースについて設置台数を変えることにより同じ出力として比較する必要がある。今回の場合、合計出力を最大公約数である 2400MW に統一して、系統に与える供給信頼度を計算した。供給信頼度の指標としては、石炭マスタープラン検討時に使用した 2020 年の需要と電源構成を踏まえて、需要に対して供給力が不足する時間数の期待値（Loss of Load Expectation : LOLE）で評価した。



表 3.7-3 供給信頼度のレベル

	300MW 8 units	600MW 4 units	800MW 3 units
LOLE (hours/year)	34.6	43.0	49.3

出典：調査団作成

上記の通り、LOLE の値は単機容量が小さい方が小さくなっており、供給信頼度のレベルは小容量機を多数設置する方が若干良くなるが、供給予備率として 10%程度を確保しているため、どのケースにおいても大差はない。

### 3.7.4 環境性（CO<sub>2</sub>排出量）比較

CO<sub>2</sub>排出量を比較する場合も、出力を同じにする必要がある。(3)と同様 2400MW に揃えたケースについて、年間設備利用率を 80%として CO<sub>2</sub>排出量を試算すると以下のとおりとなる。

表 3.7-4 CO<sub>2</sub>排出量

	300MW 8 units	600MW 4 units	800MW 3 units
CO <sub>2</sub> 排出量 (kton-CO <sub>2</sub> )	14,167	13,584	13,584
	Base	- 583	- 583
単位当たり CO <sub>2</sub> 排出量 (ton-CO <sub>2</sub> /MWh)	0.906	0.868	0.868

出典：調査団作成

CO<sub>2</sub>排出量は、最も効率の良い 800MW 機を開発するケースが最も少なく、300MW 機を開発するケースと比較して、年間で 583 kton の削減が可能である。なお、600MW 機を開発するケースもほぼ同程度の削減が可能である。

### 3.7.5 保守点検の容易性

2012 年 8 月現在、「バ」国における最も大きな蒸気タービンは 210MW であり、蒸気条件は 545°C/545°C/14MPa である。これらのユニットは、Ghorasal, Rauzan, Siddhirgonj 発電所などに合計 7 台設置されている。最も古いユニットは 1987 年に運転を開始しており、これまでに同規模の蒸気タービンの保守点検技術については豊富な経験を有している。

300MW 機は、これらのユニットと同程度の蒸気条件であるため、ボイラチューブに使用する材質も同程度のものであり、現状「バ」国が保有する技術レベルで保守点検は可能である。一方、600MW 機や 800MW 機は蒸気条件が大幅に向上し、ボイラチューブの高温部に高度な材質を使用することから、非常に精度の高い保守点検技術が求められ、今後技術者の育成が必要となる。

### 3.7.6 総合評価

上記のように各項目で比較をしたが、前述の通り本比較では特に経済性と全系崩壊の可能性について重点をおき判断すべきである。経済性については容量の大きさや方式の違いにより 300MW は選ばず 600MW または 800MW を選ぶべきという評価であるが、全系崩壊の可能性について比較すると 800MW の方が 600MW よりもよりリスクが高くなる。コストはほぼ同レベル

であることを加味すると、本評価においては全系崩壊リスクの回避を重要視し 600MW を選定するのが妥当である。

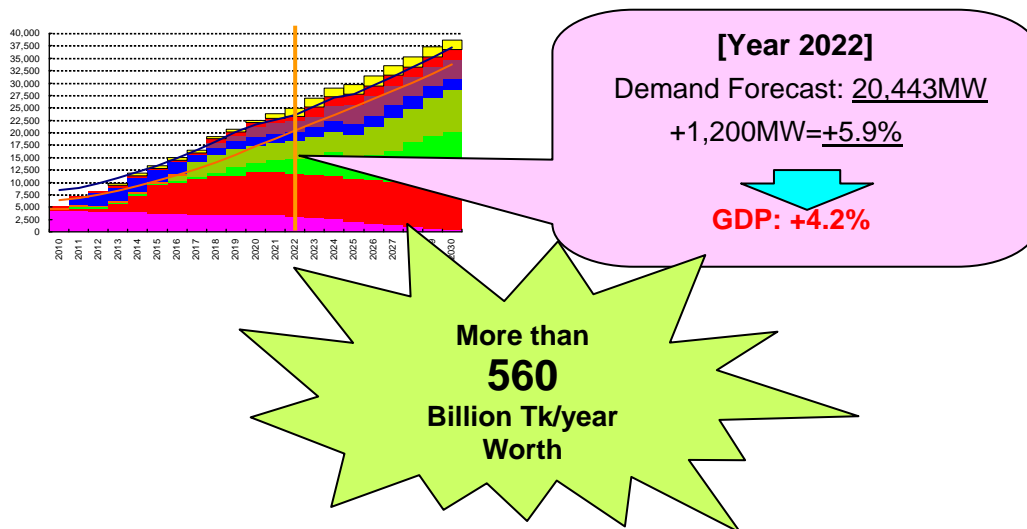
ただし、容量が大きい方がコストの面で優れていることは言えるので、本設備の導入以降、更に需要が増加してくれば、全系崩壊の可能性が減少するので、将来的には 800MW 機またはさらに大きい 1000MW 機の採用も考えられる。

### 3.8 本事業がもたらす経済効果

本事業の実施により、「バ」国全体の電力供給力を増加させるだけでなく、それに付随した様々な効果が期待できる。経済効果としては様々なことが考えられるが、以下に具体的に簡略化して考えられることを例として挙げる。

#### 3.8.1 GDP に与える影響

「バ」国の成長目標として、GDP に対する電力需要弾性値の目標が 1.4 と掲げられている。ここで言う電力需要弾性値とは、経済成長率（GDP 伸び率）に対する電力エネルギー消費増加率（電力需要増加率）の比率を表す。仮に今後の GDP 伸び率を 5% とすると、本事業の発電所が営業運転を開始する 2022 年には GDP は現在の約 1.7 倍の 134,689 億 Taka になる。その時点での電力需要が予測通り 20,443MW とし、 $2 \times 600\text{MW} = 1,200\text{MW}$  の発電設備の増加により純粋に 1,200MW の需要が増加すると仮定すると（実際にはその時点に存在するレンタルパワー等の発電設備と置き換わる部分もあるため純粋な需要増加とはならない可能性がある）、電力需要増加率は  $1,200 \div 20,443 = \text{約 } 5.9\%$  となる。その時の弾性値が 1.4 とすると、この電力需要の増加は  $5.9 \div 1.4 = \text{約 } 4.2\%$  の GDP 伸び率を意味することとなる。つまり、本事業の営業運転が GDP に与える影響は、 $134,689 \text{ 億 Taka} \times 4.2\% = \text{約 } 5,656 \text{ 億 Taka}$  であると言える。

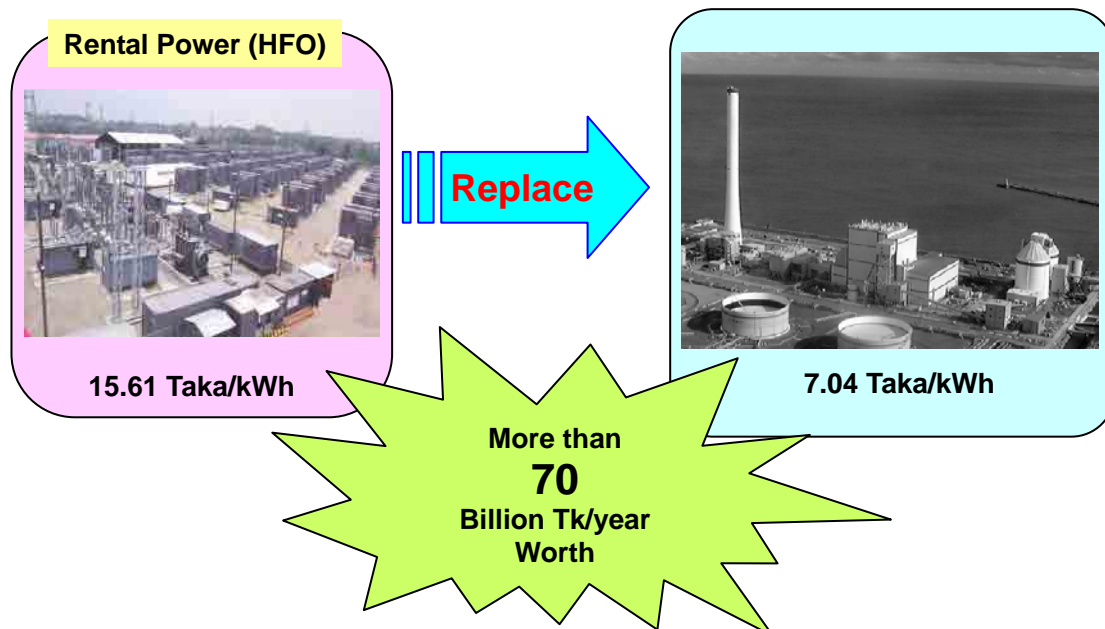


出典：調査団作成

図 3.8-1 GDP に与える影響のイメージ

### 3.8.2 電力セクターの財政に与える影響

現在、慢性的な電力不足を少しでも解消するために、単価は高いが比較的短時間で実質的な設備増強に繋がるレンタル発電に頼らざるを得ない状況である。そのような中で発電コストの比較的安い大型石炭火力発電が導入されることで、レンタル発電を減らし、全体発電コストの低減に繋がる。具体的には、BPDB の立場で言うと、発電会社から電力を購入する単価が小さいことにより、より安価に電力を調達することができる。例えば、本事業（1,200MW 石炭火力）の導入との比較対象として、同容量（1,200MW）の HFO 焚きレンタル発電を導入することを考える。現在の HFO 焚きレンタル発電のコスト（BPDB の購入コスト）は第 11 章の表 11.3-6 の通り 15.61Taka/kWh であるのに対し、本事業では BPDB への販売単価を 7.04Taka/kWh としているため、BPDB の購入コストは単価で 8.57Taka/kWh の差があり、本事業の方が安い。これを用い、ベースロード電源であることを考慮して利用率を 80%（つまり年間電力量は  $1,200\text{MW} \times 24\text{hours} \times 365\text{days} \times 80\% = 8,409\text{GWh}$ ）で計算すると、本事業の導入により BPDB の購入コストが年間約 700 億 Taka 減少する効果が得られる、と言えることとなる。



出典：調査団作成

図 3.8-2 電力セクターの財政に与える影響のイメージ

### 3.8.3 地域住民にもたらす効果

一般的に、発電所ができることにより、発電所の周りに従業員居住地域が形成され、経済活動が生まれ、周辺地域の住民に対して、発電所や周辺地域における雇用機会が生まれ、生活レベルの向上に繋がる。また、アクセス道路が整備されることにより、周辺地域間、および大都市との間の交通往来が活発となり、物流が活発化、経済レベルの向上も期待される。本事業においてもこのような周辺地域の発展が見込まれる。

例えば、ごく簡単な試算として、建設期間中に 3,000 人程度の作業員が現場に入ることとなり、食堂の食材など地元で買い物を毎日 100Taka ずつ使ったとして、5 年で 500 Million Taka、10 年で 1,000 Million Taka の経済効果が見込まれるとすることができる。

また、「バ」国で初めての大型港湾を備えているため、将来この地点を拠点に海運を始めとした他業種の発展のきっかけともなり、今後の「バ」国全体の経済発展の引き金ともなりうるポテンシャルを有している。

## 第4章

### 発電所計画地の選定



## 第4章 発電所計画地の選定

### 4.1 検討地点

本検討の対象候補地点は、Cox Bazaar 地区と Chittagong 地区の間の沿岸域に位置し、送電線は Chittagong 市街まで結ぶ。対象候補地点は、図 4.1-1 に示す上空写真の A 地点：Matarbari および B 地点：North Maheshkhali である。

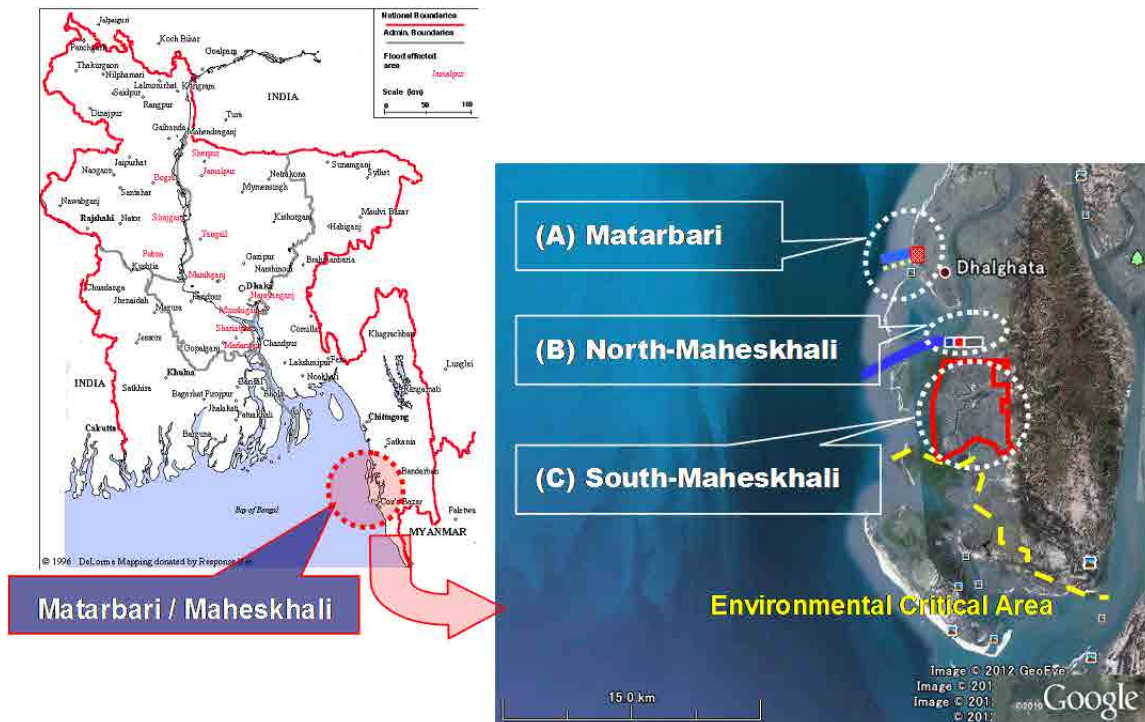


図 4.1-1 本検討の対象地点

### 4.2 事業候補地点

本検討に先立ち、事業候補地点は、『Bangladesh 人民共和国石炭火力発電マスタープラン・フォローアップ情報収集・確認調査』（以降フォローアップ調査と示す）において調査・検討され、上記の 2 地点が選定された。

なお、フォローアップ調査結果では、このうち候補 1 地点についてさらに検討が進められ、以下のようにまとめられた。

フォローアップ調査結果によれば、Matarbari 地点は環境性の観点から優位性が認められていたため、「バ」国政府と JICA 間の協議により優先事業地点として選定された。しかし、海域の深淺調査などさらなる検討が必要であるとの認識があったため、再度上記 2 地点に対し予備設計と最適案の選定を行うとともに、最適候補地点として選定された地点においては、現地調査を実施するとともに、数値シミュレーションを通して、詳細検討をすることとなった。

### 4.3 検討条件

#### 4.3.1 検討フロー

本検討の手順を図 4.3-1 に示す。

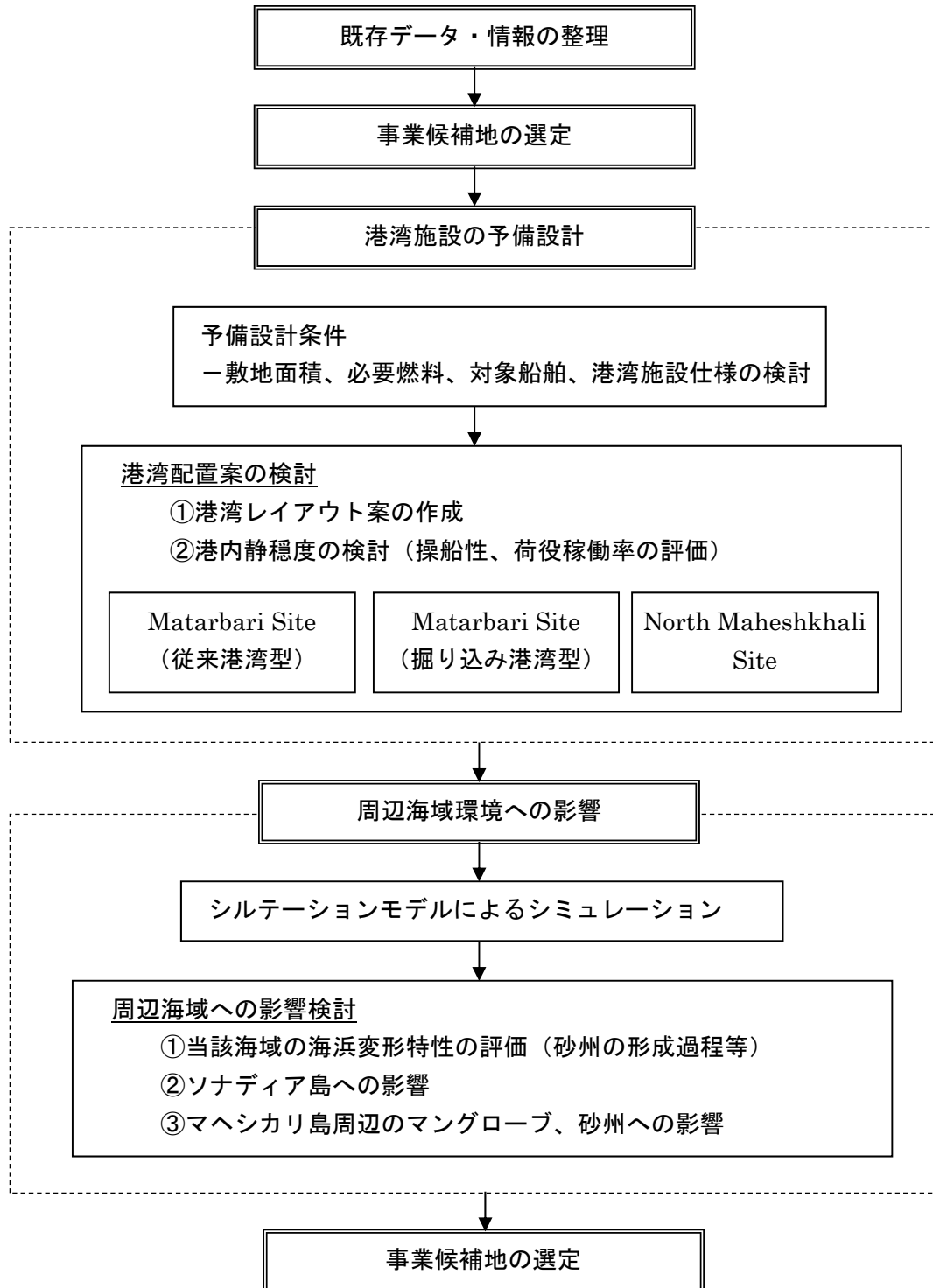


図 4.3-1 候補地点船底の手順図



#### 4.3.2 自然条件の概況

##### (1) 概要

本予備設計においては、発電所候補地点を確定するため、事業候補地点に関する既存の基本データ・情報を収集し、図 4.3-1 に示す予備設計ならびに周辺海域環境検討を行った。

港湾配置案に対しては、港湾内の静穏度解析を実施するとともに、既往データに基づく漂砂シミュレーションを行って、事業候補地点の比較資料と資することとした。

本検討で収集した基本データ・情報は、次のとおりである。

- 海域の水深
- 沖波波高
- 潮流
- 海象データ（風力、降雨量、気温、湿度）
- サイクロン

##### (2) 海域の条件

###### 1) 海域の水深

当該海域の水深データは、当該海域の海図を用いることとした。これを次ページに示す。

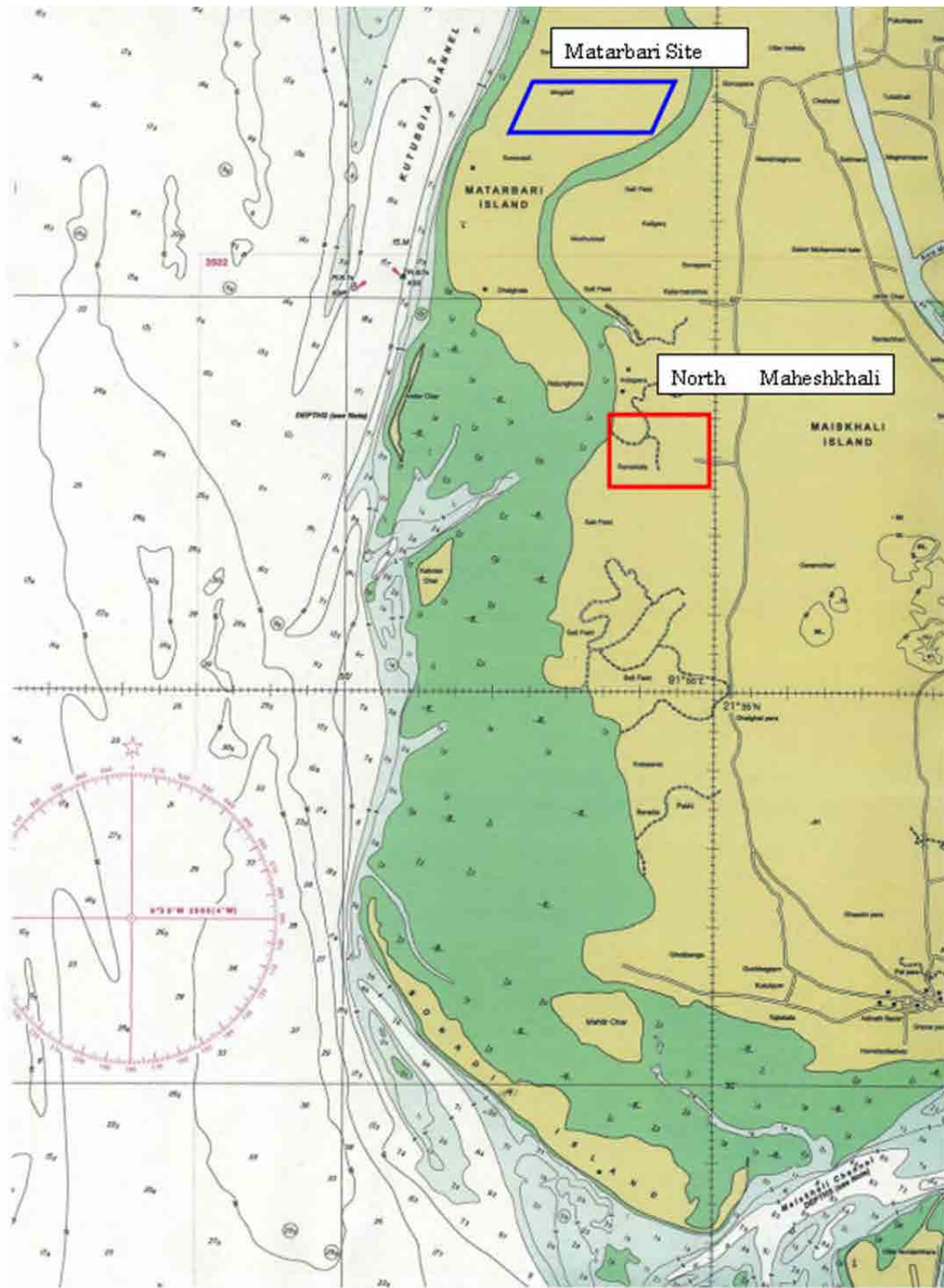


図 4.3-2 海図（候補地点前面海域）

2) 常時沖波

(i) 全球域波浪推算データベースの概要

(財) 日本気象協会が保有する全球域波浪推算データベースを利用して、常時波の波浪推算を実施した。全球域波浪推算データベース (Estimated Global Wave Database) は、ヨーロッパ中期気象予報センター(ECMWF, European Center for Medium-Range Weather Forecasts)の海上風客観解析値を入力条件として、(財) 日本気象協会が開発した波浪推算モデル JWA3G に基づくものである。JWA3G は、スペクトル法による波浪推算の最先端モデルであり、様々な方向から来襲する不規則な波浪を追算する波浪予測モデルである。

(ii) 沖波データ

- 推算期間 : 2006.1.1~2010.12.31
- 抽出地点 : 東経 91° 30' 、北緯 20° 30'
- 時間間隔 : 1 時間
- 抽出要素 : 有義波高・有義波周期・波向

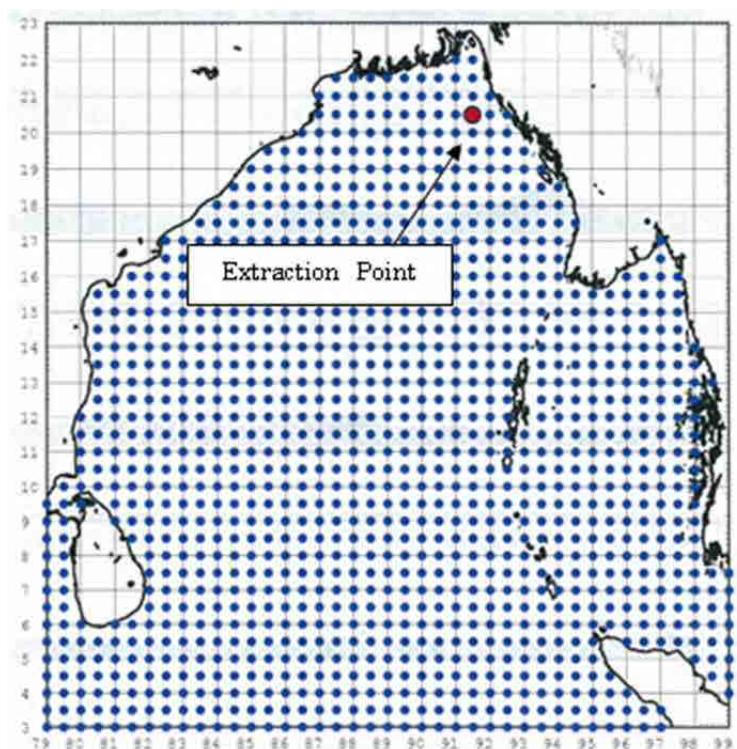
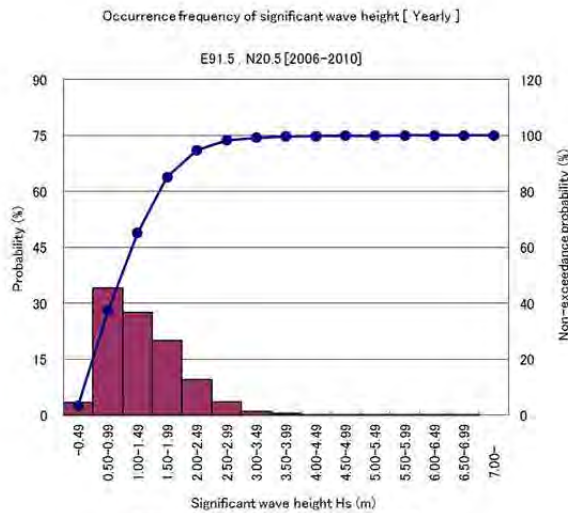


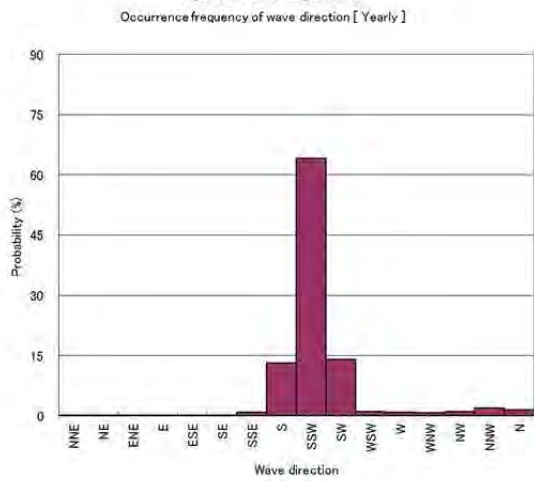
図 4.3-3 波浪推算エリア

波浪推算データに基づいて、常時沖波の統計解析を行った。有義波高、有義波周期ならびに波高の出現頻度分布図をそれぞれ図 4.3-4 に示す。



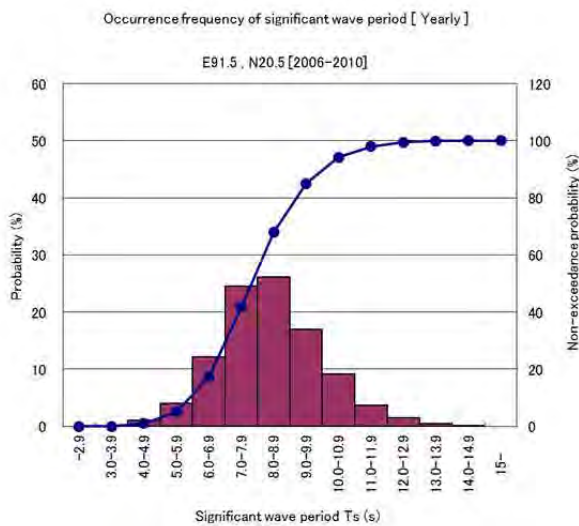
有義波高分布

- 0.50m～0.99m ;34%
- 1.00m～1.49m ;28%
- 1.50m～1.99m ;20%



波向

- 8.0s～8.9s ;64%
- 7.0s～7.9s ;25%
- 9.0s～9.9s ;17%



周期

- SSW ;64%
- SW ;14%
- S ;13%

図 4.3-4 頻度分布図（有義波高・周期、波向き、深海域、年）

(iii) 潮流

表 4.3-1 Sonadia Island 周辺における潮流

(m/s)

Flood		Ebb	
Velocity	Direction	Velocity	Direction
1.45	NNE	1.20	SSW

Source : based on current observation data (unreliable data source)

(iv) 潮位

表 4.3-2 Sonadia Island における潮位

H.W.L	M.S.L	L.W.L
+1.94	±0.00	-2.08

Source : based on tidal observation data (unreliable data source)

### 4.3.3 港湾施設計画の条件

#### (1) 対象船舶の諸元

表 4.3-3 に示すように、対象船舶は常陸那珂港で入港実績のある外航石炭船の諸元を用いた。

**表 4.3-3 対象船舶の諸元**

Type	Class (DWT)	Length L(m)	Breadth B(m)	Draft Df(m)
Coal carrier	80,000	220	36.0	13.0

#### (2) 航路および泊地の諸元

航路および泊地の諸元を表 4.3-4 に示す。

**表 4.3-4 航路および泊地の諸元**

Type	Channel			Mooring Basin		Berth
	Width (m)	Length (m)	Depth (m)	Width (m)	Depth (m)	Length (m)
Coal carrier	250 (1 L)	1200 (5 L)	15.0 (1.1Df)	500 (2 L)	15.0 (1.1 Df)	600 (*)

#### (3) 港湾域の条件（水域の静穏度）

係留施設前面泊地の荷役限界波高を表 4.3-5 に示す。

港湾域の静穏度とは、95%～97.5%以上の停泊を可能とすることを原則としている。本検討では、96%と設定した。

**表 4.3-5 航路・バースの静穏度条件**

Area	Threshold Wave Height	Remarks
Entrance of Channel	1.5m	本船主機関の停止可能波高
Coal Berth	1.0m	石炭船の荷役限界条件

なお、限界波高は『港湾の施設の技術上の基準・同解説』に準拠した。

#### 4.4 港湾配置計画の検討（港湾設備）

上記 4.3 節で設定した波浪条件をもとに、石炭受け入れ設備のための港湾施設の配置検討を行った。配置検討を行うにあたっては、次の方針に従った。

- 石炭船の入出港、荷役に供する水域として、直径 500m、水深-15m の泊地ならびにターニングベースンを配置する。
- 泊地の中心から直線距離で 1200m、幅 250m の進入航路を配置する。
- 本計画地点の波向は S～SW が卓越しており、これらの波向きの波浪に対して、航路・泊地が遮蔽できるよう防波堤を配置する。

上記検討方針に基づいて設定した港湾設備のレイアウト案を次の表ならびに次ページ以降の図に示した。

**表 4.4-1 配置計画案**

Plan	A-1	A-2	B
Candidate Site	Matarbari	Matarbari	North Maheshkhali
Length of Channel	2000m	3000m	7000m
Width of Channel	250m	250m	250m
Presence of Breakwater	1500m	防波堤なし	防波堤なし
Remarks	防波堤を設置して、港湾施設内の静穏度を確保する案	陸地側に港湾施設を配置する。陸地側へ掘り込むことで静穏度を確保する案	浅瀬に港湾施設を配置する案。周囲にはマングローブが存在する。



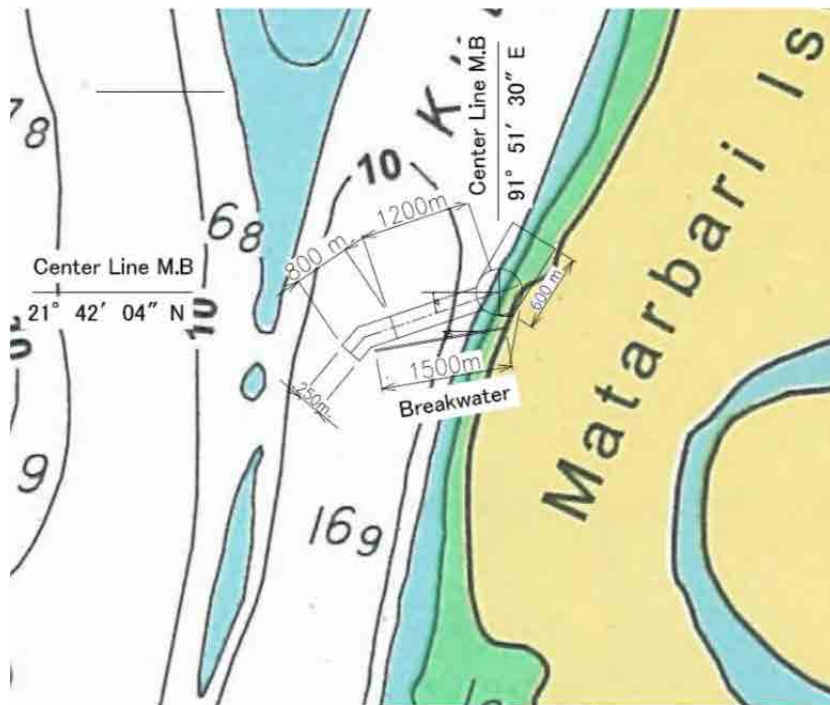


図 4.4-1 配置計画 A-1 案 (Matarbari Site 防波堤方式)

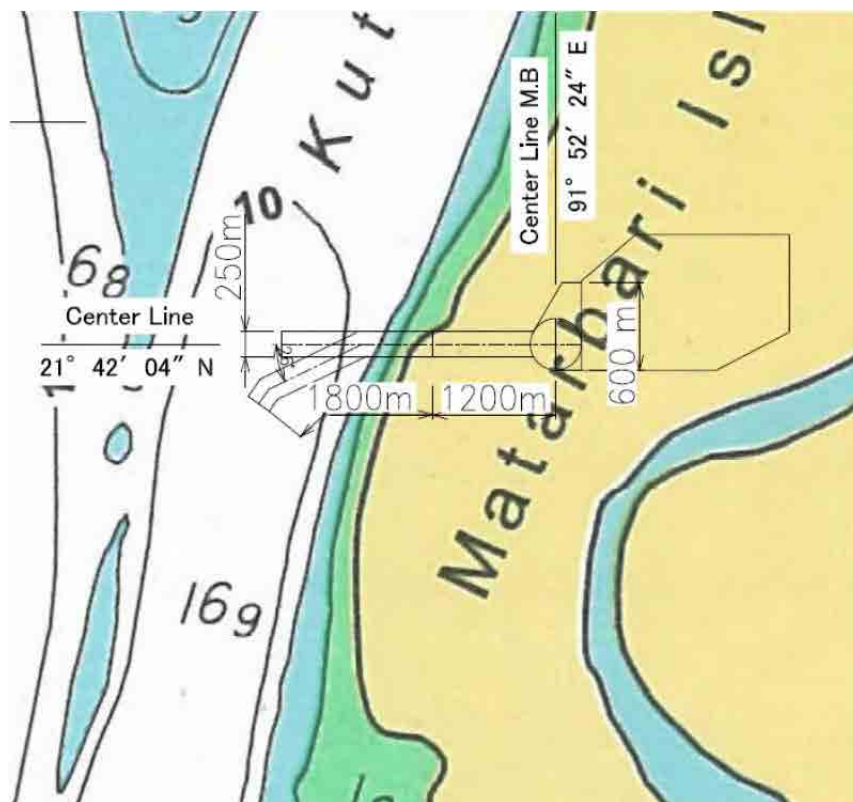


図 4.4-2 配置計画 A-2 案 (Matarbari Site 掘り込み案)



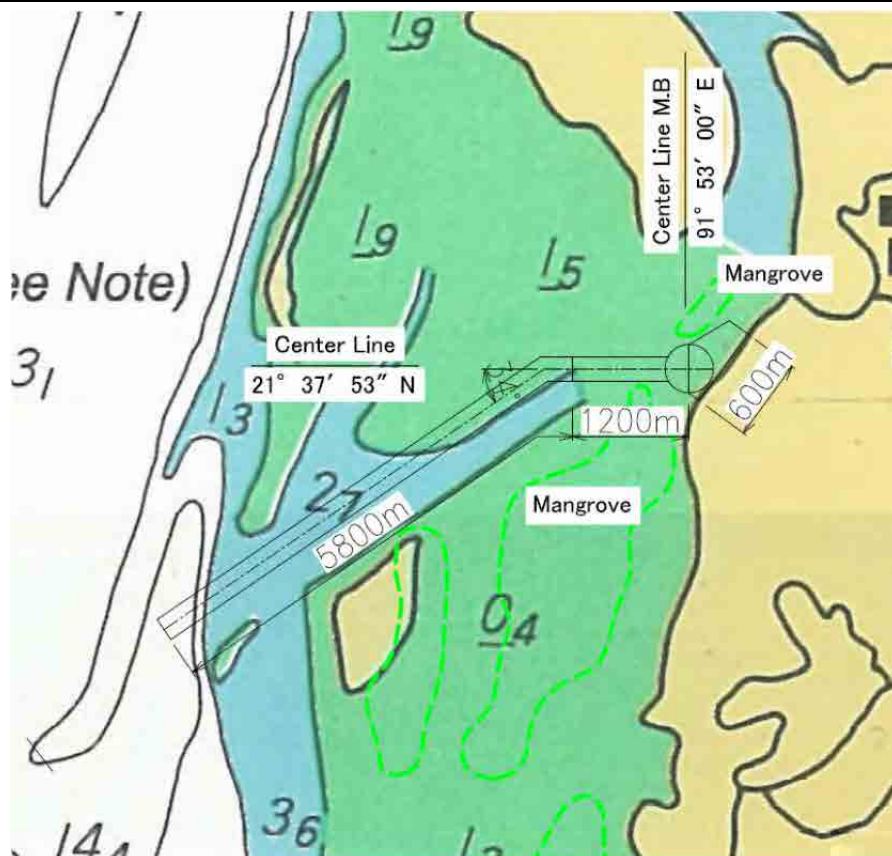


図 4.4-3 配置計画 B 案 (North Maheshkhali Site)

#### 4.5 事業候補地点の比較検討

##### 4.5.1 港湾域の静穏度

###### (1) 概要

前項 4.4 節に示す港湾配置計画案について、本検討では港内静穏度の検討を行った。

一般に、港内静穏度には、波浪、風、船舶動揺、稼働状況等の複雑かつ多様な要因があるが、ここでは港内静穏度に最大の影響を及ぼす波浪に着目して、荷役限界以下の波浪出現頻度（稼働率）をもって評価することとした。

港内静穏度は、波浪変形解析モデルを用いて波の回折・浅水変形を算出し、港内各水域の波高比を求めた。検討手順ならびに解析条件を以下に示す。

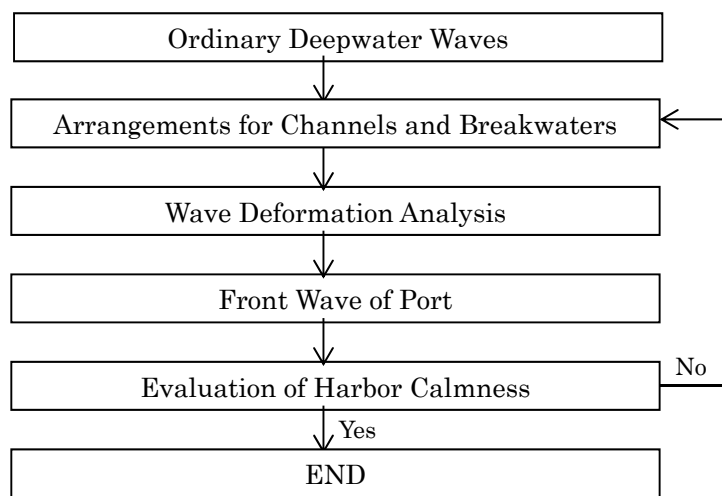


図 4.5-1 検討フロー図

- 解析領域 : 70km×40km
- 計算水深 : 当該海域の海図に従う
- 入射波諸元 : 有義波周期 T1/3=6s, 9s, 12s  
: 波向き SSE, S, SSW  
: 潮位 M.S.L.=±0.0m

(2) 港内の静穏度解析結果

1) A-1 案 Matarbari Site（防波堤方式）

(i) 波高比

波浪変形解析により Matarbari 地点海域の波向きならびに波高比を求めた。この結果を図 4.5-2 および図 4-5-3 に示し、航路先端ならびに泊地位置の波高比結果を表 4.5-1 および表 4.5-2 に示す。

$$\text{波高比} = H / H_0$$

H : 当該水域の波高、H<sub>0</sub> : 沖波波高

表 4.5-1 港内各水域の波高比 (防波堤なし)

		H/H <sub>0</sub>		
Point	Incident Wave	T <sub>1/3</sub> = 6 s	T <sub>1/3</sub> = 9 s	T <sub>1/3</sub> =12 s
Port Entrance	SSE	0.42	0.36	0.33
	S	0.57	0.56	0.58
	SSW	0.67	0.64	0.62
Mooring Basin	SSE	0.22	0.20	0.20
	S	0.31	0.32	0.34
	SSW	0.38	0.37	0.37

表 4.5-2 港内各水域の波高比 (防波堤あり)

		H/H <sub>0</sub>		
Point	Incident Wave	T <sub>1/3</sub> = 6 s	T <sub>1/3</sub> = 9 s	T <sub>1/3</sub> =12 s
Port Entrance	SSE	0.26	0.25	0.25
	S	0.38	0.40	0.43
	SSW	0.46	0.47	0.46
Mooring Basin	SSE	0.09	0.09	0.09
	S	0.16	0.14	0.15
	SSW	0.21	0.17	0.17

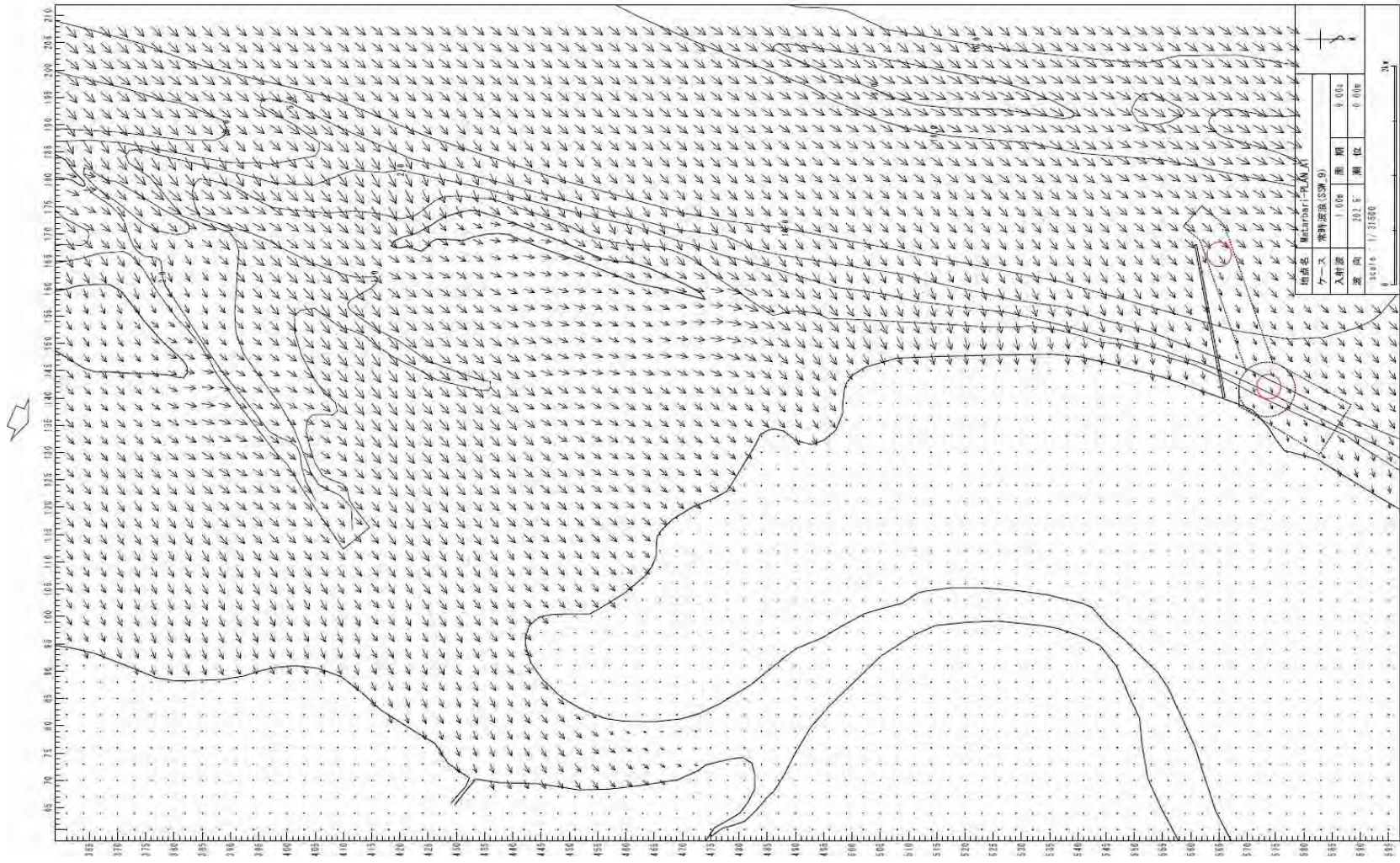


図 4.5-2 変形解析結果図 (波向き、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)



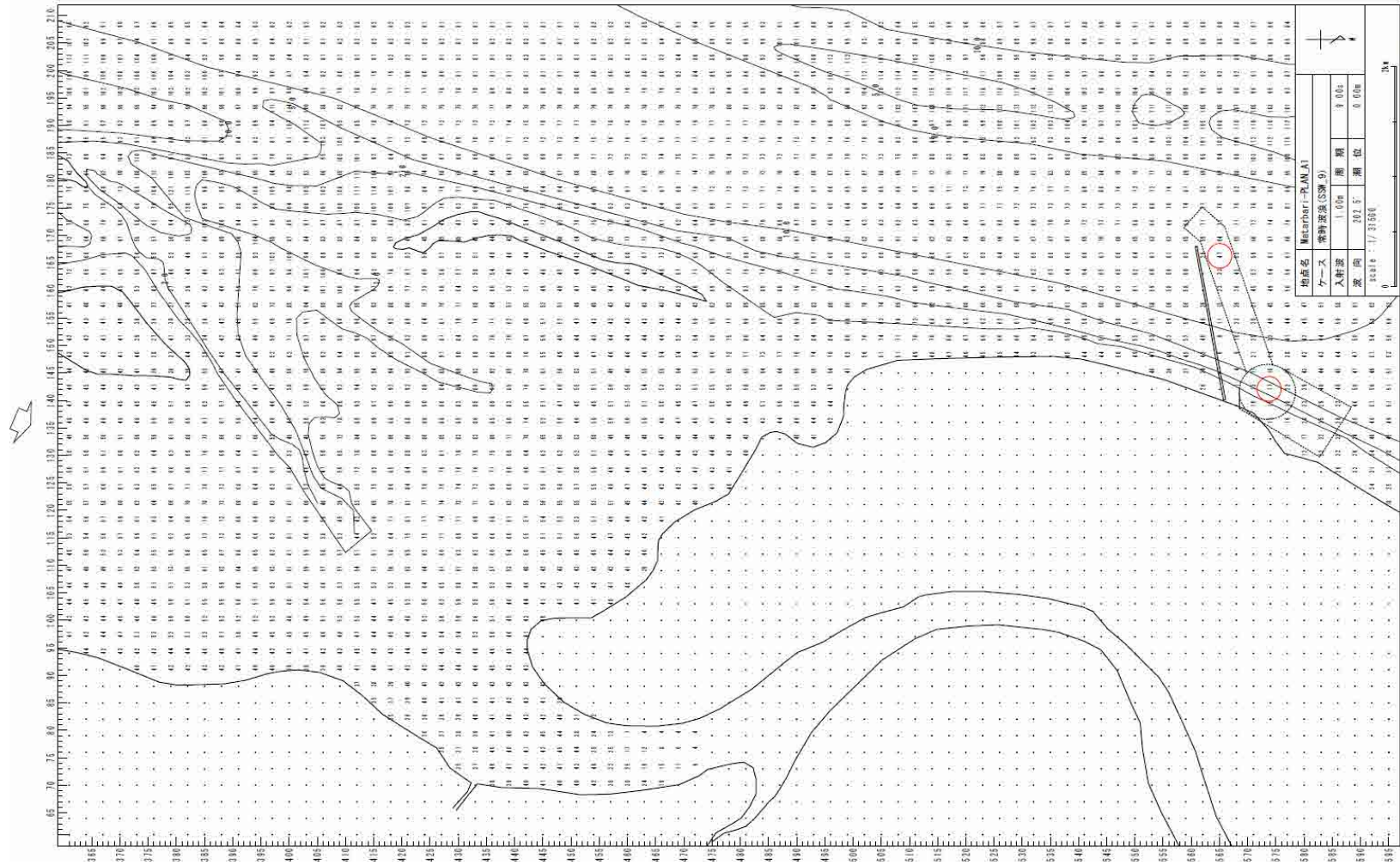


図 4.5-3 変形解析結果図 (波高比、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)

(ii) 港内静穏度の評価

本検討では、対象船舶の停止可能波高や石炭船の荷役限界波高を基準に、その限界値以下の出現率（稼働率）を算出することで静穏度の評価を行った。港内各水域の波高を算出するにあたっては、屈折変形、浅水変形および砕波による影響を考慮した波浪変形解析に基づいた。

港内各水域の有義波高・周期の複合出現頻度を表 4.5-5 に示す。この結果表から、対象船舶の停止可能波高以下となる稼働率ならびに石炭船の荷役稼働率を算出し、結果を表 4.5-3 および表 4.5-4 に示す。

これより、当該水域において稼働率を確保するためには、防波堤の建設が必要であることがわかった。

**表 4.5-3 港内各水域の稼働率（防波堤なし）**

Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
Entrance of Channel	1.5m	94.7% < 96% ∴ Not sufficient
Coal Berth	1.0m	93.5% < 96% ∴ Not sufficient

**表 4.5-4 港内各水域の稼働率（防波堤あり）**

Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
Entrance of Channel	1.5m	99.2% > 96% ∴ Good
Coal Berth	1.0m	96.5% > 96% ∴ Good

表 4.5-5 複合出現頻度表（防波堤あり、港内、年）

Wave Height	Priod (s)														total	Sum up	percentage
	0~	3.1~	4.1~	5.1~	6.1~	7.1~	8.1~	9.1~	10.1~	11.1~	12.1~	13.1~	14.1~	15.1~			
0.00~0.20	0	0	9	234	1105	2611	4894	4398	2713	896	371	62	28	0	17321	17321	39.52%
0.21~0.40	0	0	116	381	1969	4351	4618	2167	1039	475	218	115	0	0	15449	32770	74.77%
0.41~0.60	0	0	8	551	1500	1849	904	254	45	45	24	0	0	0	5180	37950	86.59%
0.61~0.80	0	0	13	550	642	874	398	82	14	3	0	0	0	0	2576	40526	92.46%
0.81~1.00	0	0	20	299	721	478	173	44	14	8	2	0	0	0	1759	42285	96.48%
1.01~1.20	0	0	0	28	215	350	148	4	36	0	0	0	0	0	781	43066	98.26%
1.21~1.50	0	0	0	0	205	319	94	0	0	0	0	0	0	0	618	43684	99.67%
1.51~2.00	0	0	0	0	9	99	22	0	0	0	0	0	0	0	130	43814	99.97%
2.01~2.50	0	0	0	0	0	11	4	0	0	0	0	0	0	0	15	43829	100.00%
2.51~3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
3.01~3.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
3.51~4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
4.01~4.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
4.51~5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
5.01~5.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
5.51~6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
6.01~6.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
6.51~7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
7.01~	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
total	0	0	166	2043	6366	10942	11255	6949	3861	1427	615	177	28	0	43829		

(iii) 防波堤建設の必要性検討

港内静穏度検討の結果から、調査団では Matarbari 地点の厳しい波浪条件から港湾施設を遮蔽するためには、防波堤建設が必要と考えている。

この理由として、

- 年間を通したデータによれば、航路先端の水域ならびに石炭船泊地に水域の稼働率を確保するために防波堤が必要である。（表 4.5-4）
- 月別の波浪データをみると、石炭船は静穏な日が全くない7月には、港内に一隻も入船できないことがわかる。（表 4.5-6）
- 同様に6月は、稼働率が 96%以下となるため、石炭船の入船が数日となることがわかる。当月は天候の条件によって港の稼働が制限されることになる。（表 4.5-7）
- 高波浪によって港内への入船が制限される6月および7月分として、60日分の貯炭を考慮する必要がある。

以上から、A-1 案は、港湾施設の稼働を満足するためには防波堤の建設が必要と考える。

表 4.5-6 有義波高と周期の頻度表（泊地、7月）

	0~	3.1~	4.1~	5.1~	6.1~	7.1~	8.1~	9.1~	10.1~	11.1~	12.1~	13.1~	14.1~	15.1~	total	sum total	percentage
0.00~0.20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
0.21~0.40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
0.41~0.60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
0.61~0.80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
0.81~1.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
1.01~1.20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%
1.21~1.50	0	0	0	0	0	114	68	33	52	0	0	0	0	0	267	267	7.18%
1.51~2.00	0	0	0	0	9	463	392	327	111	91	0	0	0	0	1393	1660	44.62%
2.01~2.50	0	0	0	0	0	368	510	396	105	0	0	0	0	0	1379	3039	81.69%
2.51~3.00	0	0	0	0	138	247	106	0	0	0	0	0	0	0	491	3530	94.89%
3.01~3.50	0	0	0	0	9	94	24	0	0	0	0	0	0	0	127	3657	98.31%
3.51~4.00	0	0	0	0	1	28	15	0	0	0	0	0	0	0	44	3701	99.49%
4.01~4.50	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	11	3712	99.78%
4.51~5.00	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	8	3720	100.00%
5.01~5.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3720	100.00%
5.51~6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3720	100.00%
6.01~6.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3720	100.00%
6.51~7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3720	100.00%
7.01~	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3720	100.00%
total	0	0	0	9	1093	1339	920	268	91	0	0	0	0	0	3720		

表 4.5-7 有義波高と周期の頻度表（泊地、6月）

	0~	3.1~	4.1~	5.1~	6.1~	7.1~	8.1~	9.1~	10.1~	11.1~	12.1~	13.1~	14.1~	15.1~	total	sum total	percentage
0.00~0.20	0	0	0	1	57	33	13	0	0	0	0	0	0	0	104	104	2.89%
0.21~0.40	0	0	0	40	468	949	638	138	30	68	34	0	0	0	2365	2469	68.58%
0.41~0.60	0	0	0	0	192	217	100	83	25	13	0	0	0	0	630	3099	86.08%
0.61~0.80	0	0	0	0	23	23	9	26	0	0	0	0	0	0	81	3180	88.33%
0.81~1.00	0	0	0	0	19	19	2	12	5	0	0	0	0	0	57	3237	89.92%
1.01~1.20	0	0	0	0	2	68	76	0	10	0	0	0	0	0	156	3393	94.25%
1.21~1.50	0	0	0	0	19	111	25	0	0	0	0	0	0	0	155	3548	98.56%
1.51~2.00	0	0	0	0	0	33	8	0	0	0	0	0	0	0	41	3589	99.69%
2.01~2.50	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	11	3600	100.00%
2.51~3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
3.01~3.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
3.51~4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
4.01~4.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
4.51~5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
5.01~5.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
5.51~6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
6.01~6.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
6.51~7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
7.01~	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3600	100.00%
total	0	0	0	41	780	1464	871	259	70	81	34	0	0	0	3600		



2) A-2 案 Matarbari Site（掘込み案）

(i) 波高比

波浪変形解析により Matarbari 地点海域の波向きならびに波高比を求めた。この結果を図 4.5-4 および図 4.5-5 に示し、航路先端ならびに泊地位置の波高比結果を表 4.5-8 に示す。

波高比 =  $H/H_0$

H：当該水域の波高、 $H_0$ ：沖波波高

表 4.5-8 港内各水域の波高比（防波堤なし）

Point	Incident Wave	T <sub>1/3</sub> = 6 s	T <sub>1/3</sub> = 9 s	H/H <sub>0</sub>
Port Entrance	SSE	0.30	0.35	0.38
	S	0.42	0.55	0.64
	SSW	0.51	0.64	0.70
Mooring Basin	SW	0.16	0.13	0.13
	WSW	0.42	0.33	0.32
	W	0.62	0.53	0.47

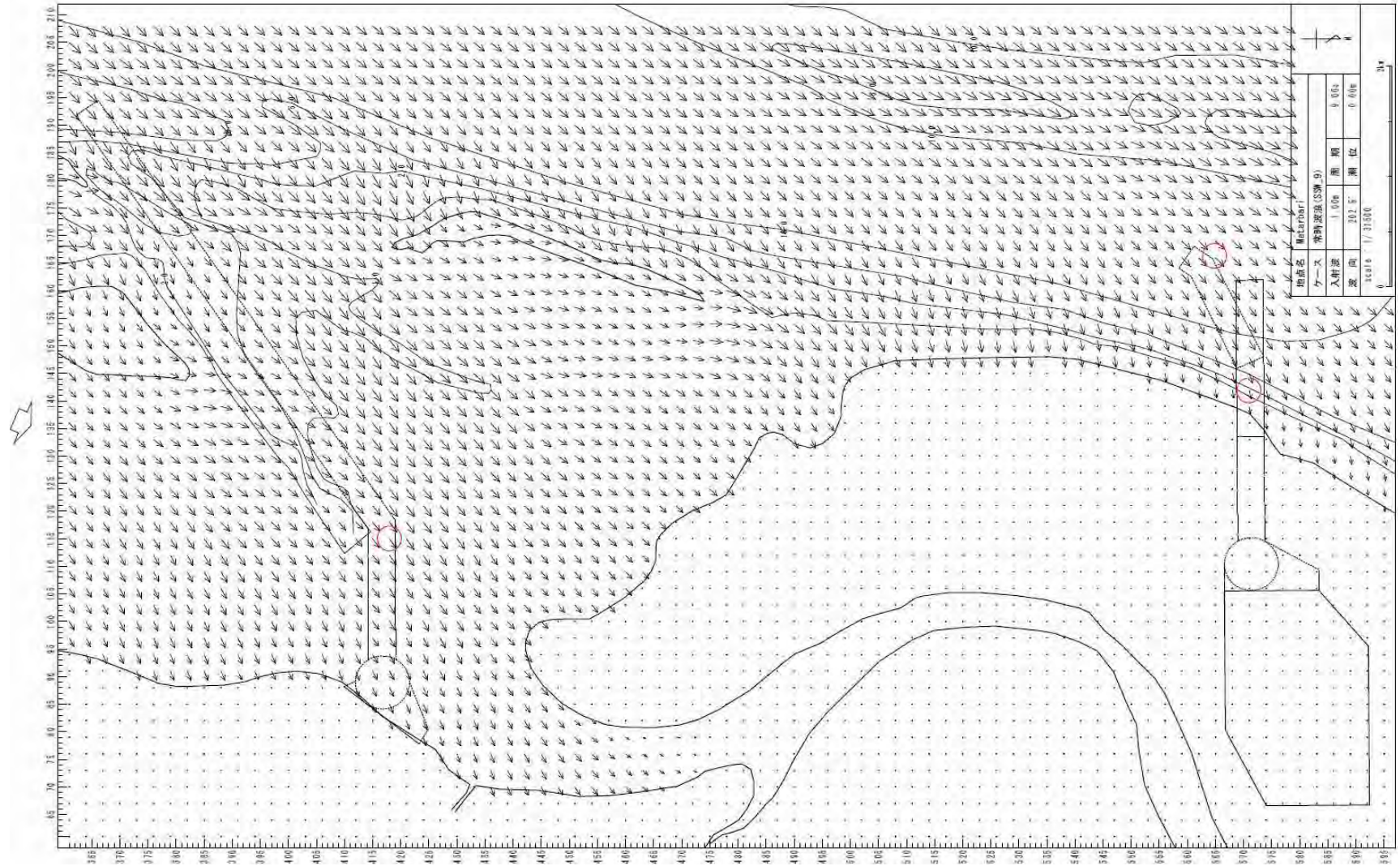


図 4.5-4 変形解析結果図 (波向き、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)

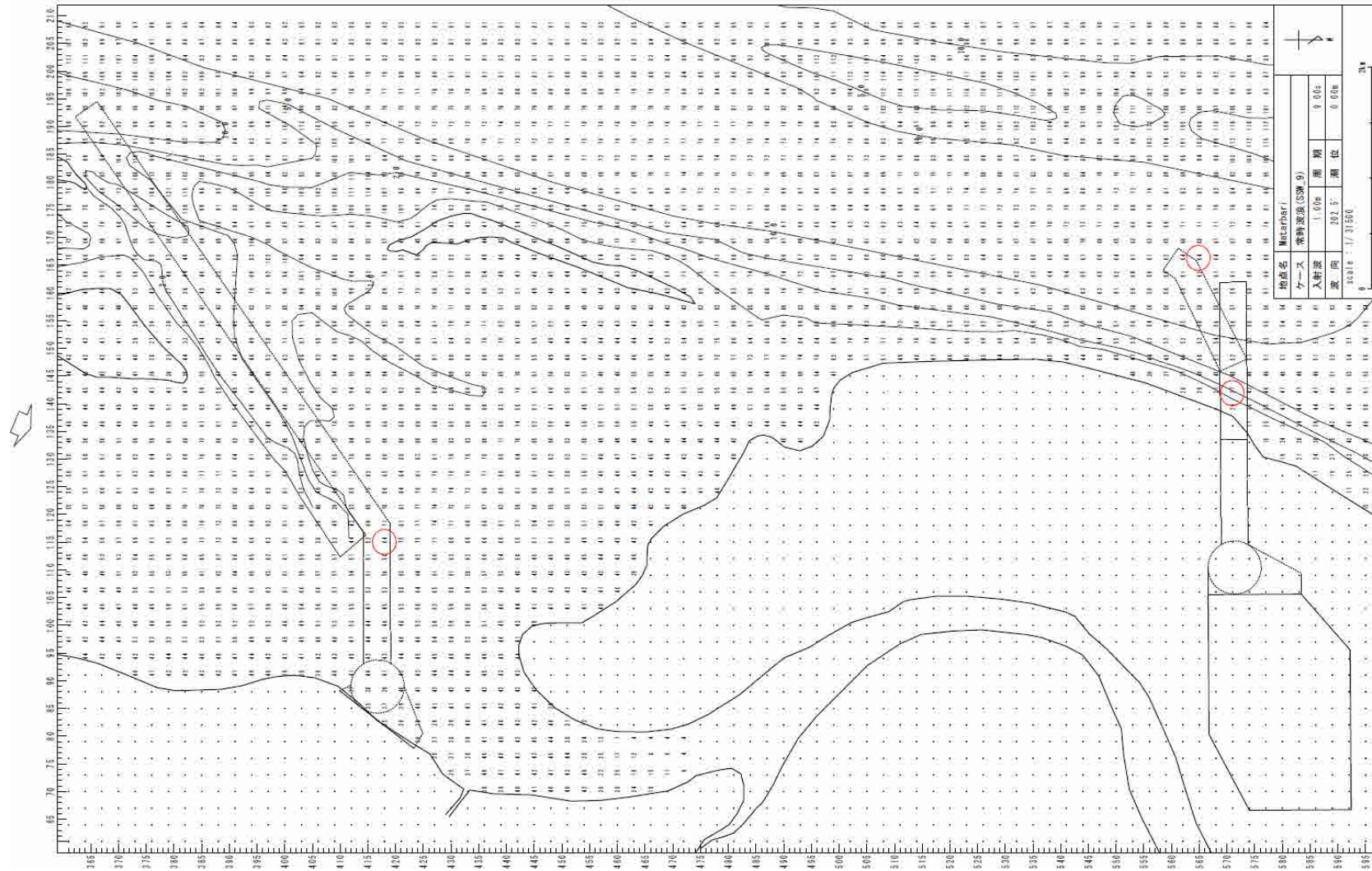


図 4.5-5 (1) 変形解析結果図 (波高比、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)



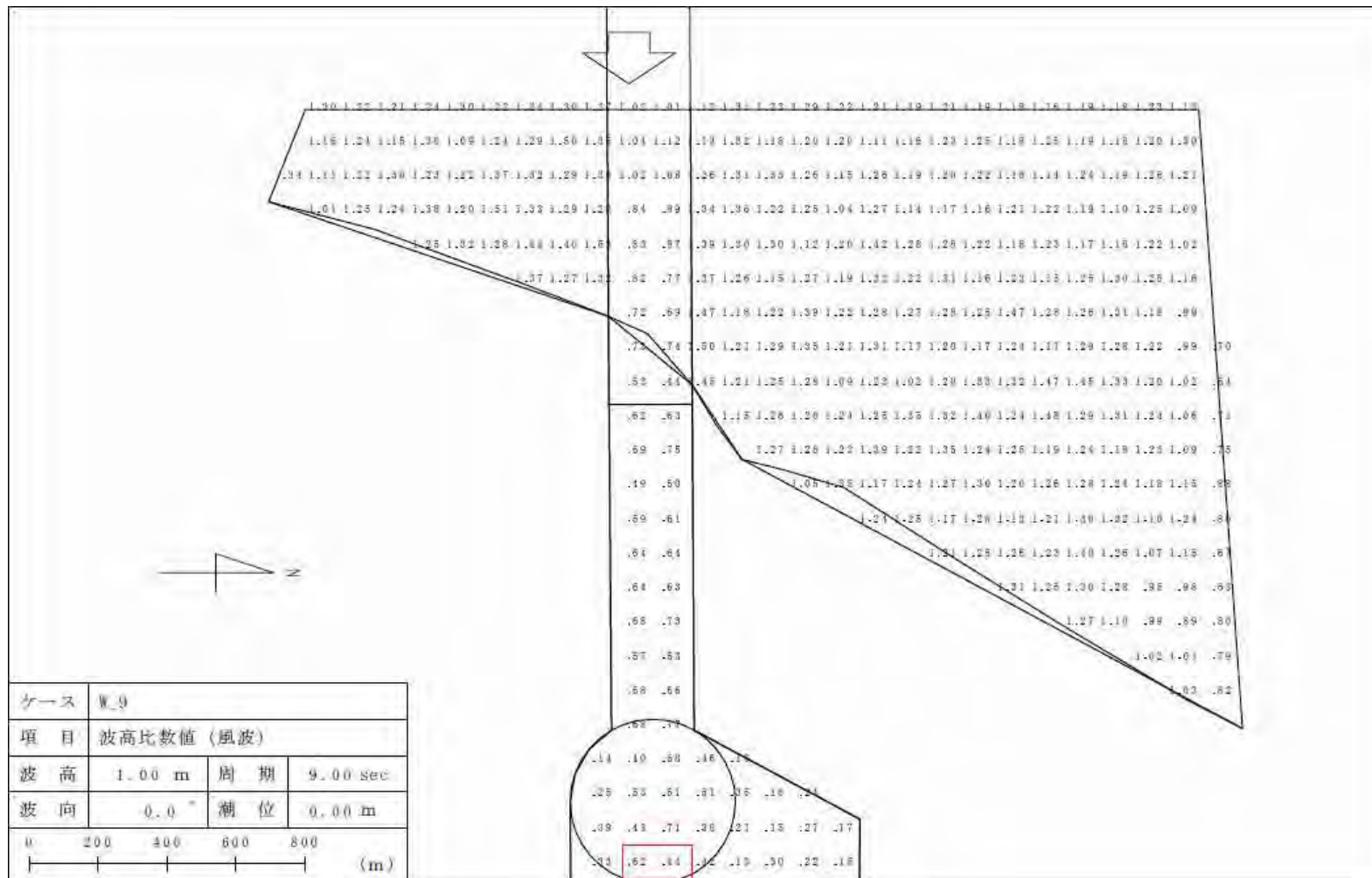


図 4.5-5 (2) 変形解析結果図（波高比、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW）

(ii) 港内静穏度の評価

本検討では、対象船舶の停止可能波高や石炭船の荷役限界波高を基準に、その限界値以下の出現率（稼働率）を算出することで静穏度の評価を行った。港内各水域の波高を算出するにあつては、屈折変形、浅水変形および砕波による影響を考慮した波浪変形解析に基づいた。

港内各水域の有義波高・周期の複合出現頻度を表 4.5-9 に示す。この結果表から、対象船舶の停止可能波高以下となる稼働率ならびに石炭船の荷役稼働率を算出し、結果を表 4.5-10 に示す。これより、当該水域は静穏であると評価できる。

表 4.5-9 港内各水域の稼働率（防波堤なし）

Area	Threshold Wave height	Rate of Effective Working Days
Entrance of Channel	1.5m	99.4% > 96% ∴ Good
Coal Berth	1.0m	99.9% > 96% ∴ Good

表 4.5-10 複合出現頻度表（港内、年）

Wave Height	Priod (s)														total	Sum up	percentage
	0~	3.1~	4.1~	5.1~	6.1~	7.1~	8.1~	9.1~	10.1~	11.1~	12.1~	13.1~	14.1~	15.1~			
0.00~0.20	0	0	13	555	4540	9988	10764	6440	3748	1085	206	35	26	0	37400	37400	85.33%
0.21~0.40	0	0	132	888	1227	647	475	484	105	276	202	24	2	0	4462	41862	95.51%
0.41~0.60	0	0	21	590	492	240	14	20	5	29	170	87	0	0	1668	43530	99.32%
0.61~0.80	0	0	0	10	106	61	2	5	1	35	28	31	0	0	279	43809	99.95%
0.81~1.00	0	0	0	0	1	6	0	0	2	1	7	0	0	0	17	43826	99.99%
1.01~1.20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	3	43829	100.00%
1.21~1.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
1.51~2.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
2.01~2.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
2.51~3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
3.01~3.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
3.51~4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
4.01~4.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
4.51~5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
5.01~5.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
5.51~6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
6.01~6.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
6.51~7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
7.01~	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
total	0	0	166	2043	6366	10942	11255	6949	3861	1427	615	177	28	0	43829		

3) B 案 North Maheshkhali Site

(i) 波高比

波浪変形解析により Matarbari 地点海域の波向きならびに波高比を求めた。この結果を図 4.5-6 および図 4.5-7 に示し、航路先端ならびに泊地位置の波高比結果を表 4.5-11 に示す。

波高比 =  $H/H_0$

H : 当該水域の波高、 $H_0$  : 沖波波高

表 4.5-11 港内各水域の波高比（防波堤なし）

Point	Incident Wave	H/H <sub>0</sub>		
		T <sub>1/3</sub> = 6 s	T <sub>1/3</sub> = 9 s	T <sub>1/3</sub> =12 s
Port Entrance	SSE	0.30	0.35	0.38
	S	0.42	0.55	0.64
	SSW	0.51	0.64	0.70
Mooring Basin	SSE	0.30	0.31	0.33
	S	0.36	0.38	0.40
	SSW	0.37	0.39	0.40



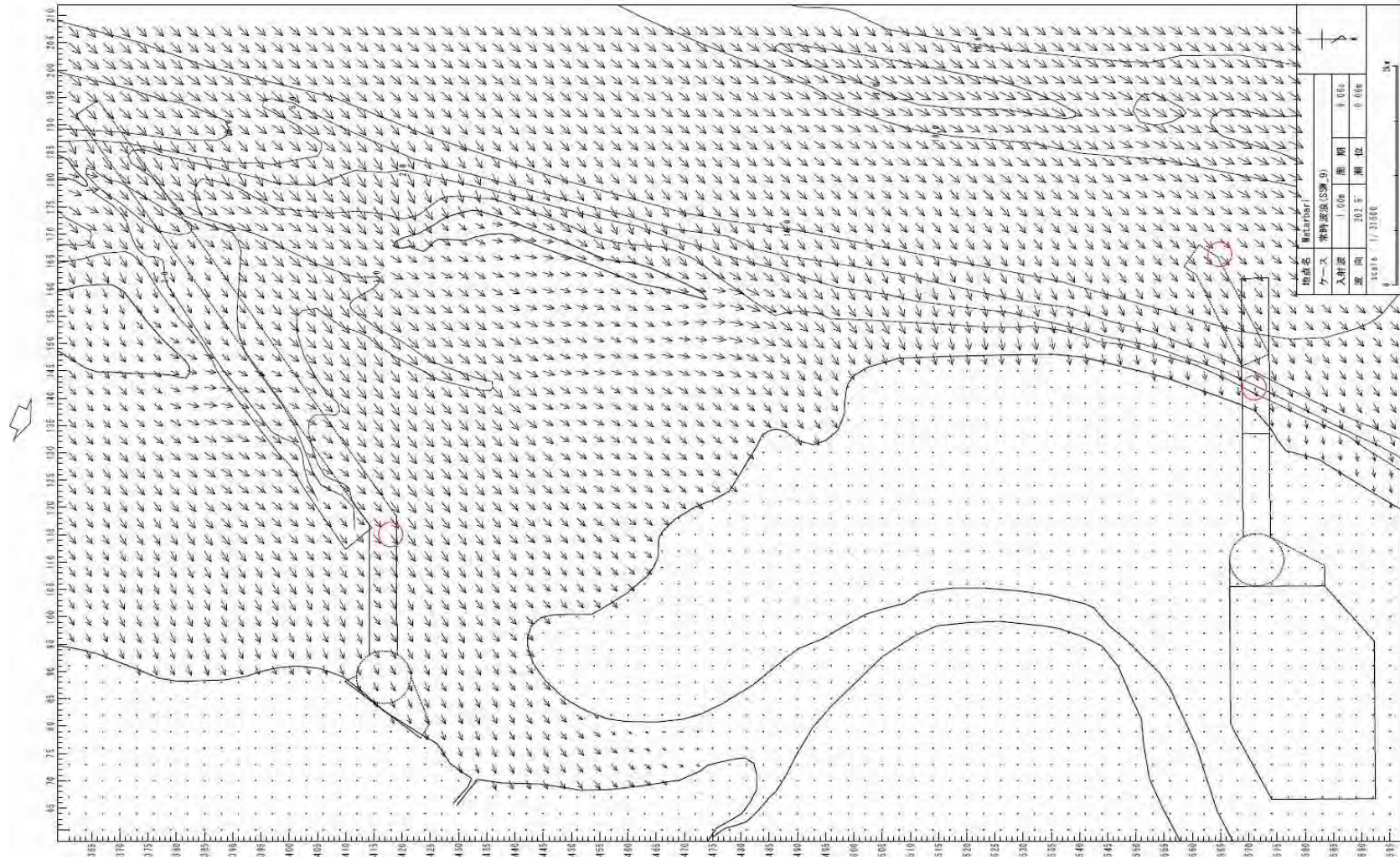


図 4.5-6 変形解析結果 (波向き、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)



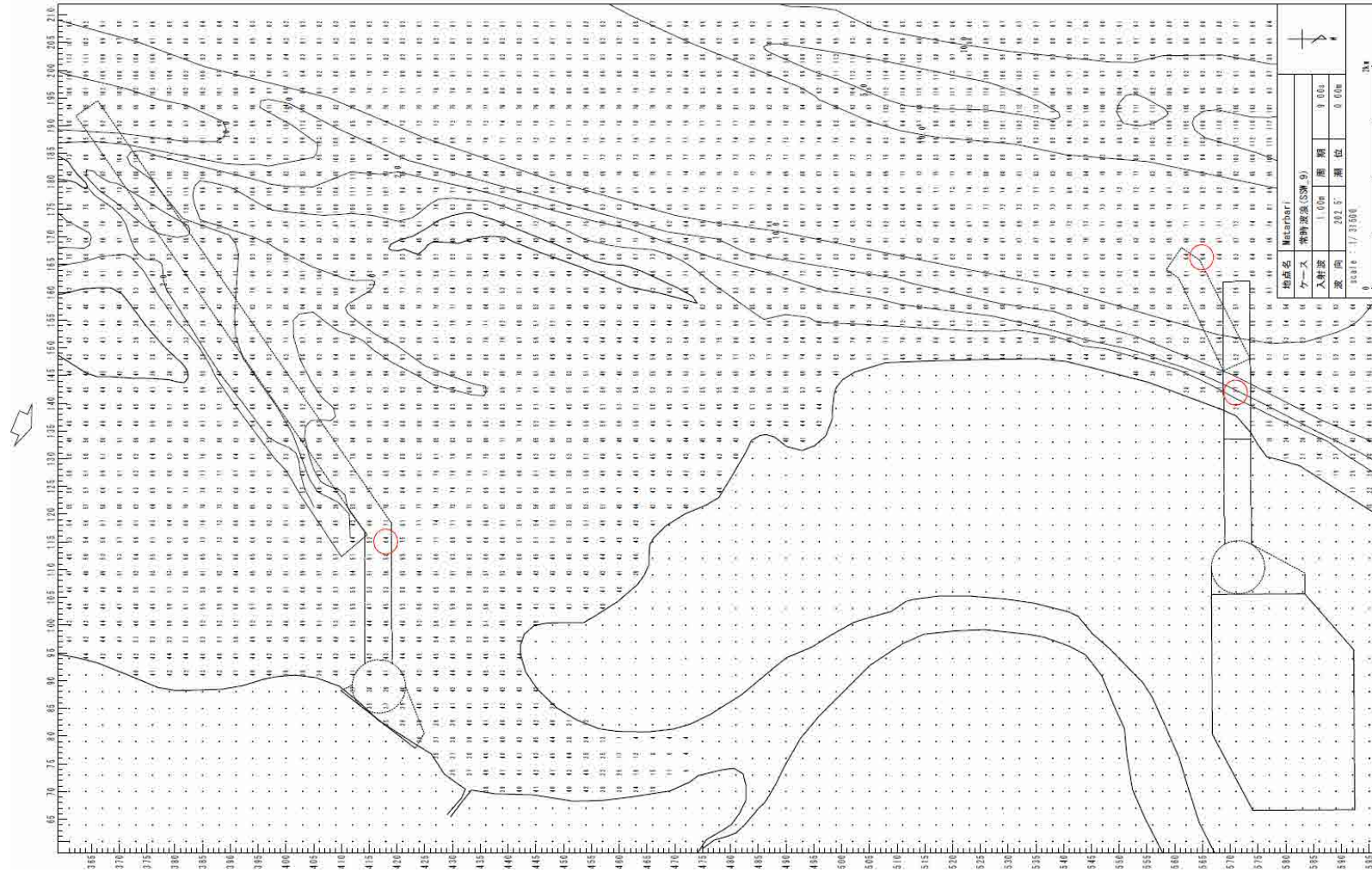


図 4.5-7 変形解析結果図 (波高比、 $T_{1/3}=9s$ , direction: SSW)

(iii) 港内静穏度の評価

本検討では、対象船舶の停止可能波高や石炭船の荷役限界波高を基準に、その限界値以下の出現率（稼働率）を算出することで静穏度の評価を行った。港内各水域の波高を算出するにあつたては、屈折変形、浅水変形および砕波による影響を考慮した波浪変形解析に基づいた。

港内各水域の有義波高・周期の複合出現頻度を表 4.5-13 に示す。この結果表から、対象船舶の停止可能波高以下となる稼働率ならびに石炭船の荷役稼働率を算出し、結果を表 4.5-20 に示す。これより、当該水域は静穏であると評価できる。

表 4.5-12 港内各水域の稼働率（防波堤なし）

Area	Threshold Wave Height	Rate of Effective Working Days
Entrance of Channel	1.5m	96.8% > 96% ∴ Good
Coal Berth	1.0m	96.2% > 96% ∴ Good

基準に基づく静穏度は、泊地または荷役可能日数において原則 95%～97%の稼働率が必要とされている。本検討では、その平均的数値として 96%と設定した。

表 4.5-13 複合出現頻度表（港内、年）

Wave Height	Priod (s)														total	Sum up	percentage
	0~	3.1~	4.1~	5.1~	6.1~	7.1~	8.1~	9.1~	10.1~	11.1~	12.1~	13.1~	14.1~	15.1~			
0.00~0.20	0	0	125	135	286	549	605	544	172	37	8	0	0	0	2461	2461	5.62%
0.21~0.40	0	0	20	1195	1971	2819	3997	3309	1816	491	178	17	15	0	15828	18289	41.73%
0.41~0.60	0	0	21	608	1530	2866	3070	1659	1237	711	315	96	13	0	12126	30415	69.39%
0.61~0.80	0	0	0	103	1697	2656	2387	941	494	101	61	64	0	0	8504	38919	88.80%
0.81~1.00	0	0	0	2	755	1133	792	337	115	66	29	0	0	0	3229	42148	96.16%
1.01~1.20	0	0	0	0	123	633	258	121	12	11	24	0	0	0	1182	43330	98.86%
1.21~1.50	0	0	0	0	4	259	75	7	0	10	0	0	0	0	355	43685	99.67%
1.51~2.00	0	0	0	0	0	27	59	20	0	0	0	0	0	0	106	43791	99.91%
2.01~2.50	0	0	0	0	0	0	12	11	8	0	0	0	0	0	31	43822	99.98%
2.51~3.00	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7	43829	100.00%
3.01~3.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
3.51~4.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
4.01~4.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
4.51~5.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
5.01~5.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
5.51~6.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
6.01~6.50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
6.51~7.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
7.01~	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	43829	100.00%
total	0	0	166	2043	6366	10942	11255	6949	3861	1427	615	177	28	0	43829		

#### 4.5.2 漂砂シミュレーション

##### (1) 概要

本検討では、漂砂のシミュレーションを実施した。

下図に示すように、漂砂は沿岸流、潮流ならびに河川からの土砂流入を要因として発生すると考えられる。流れの速度が小さい海域では浮遊土砂が堆積し、速度が大きい海域では堆積土の浸食が作用する。このような観点から、漂砂シミュレーションを実施して当該海域における海岸線等の変化ならびに周囲への環境変化について検討を行った。

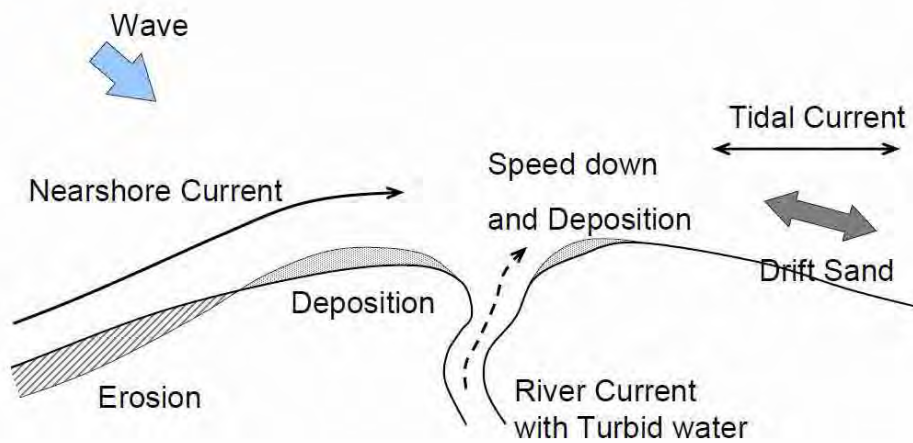


図 4.5-8 漂砂のメカニズム概念図

\*Deposition : 堆積、\*\*Erosion : 浸食

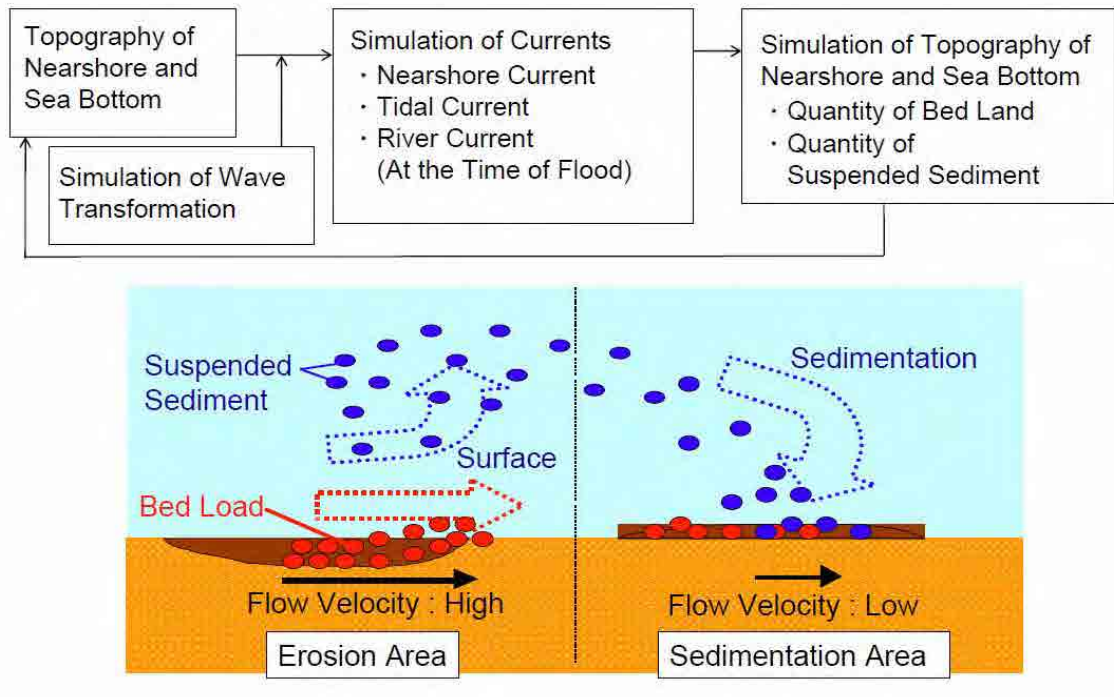


図 4.5-9 漂砂のシミュレーションモデル

- 解析領域 : 70km × 40km
- 計算水深 : 当該海域の海図に基づいた
- 入力条件
  - ・ 波高 : 6.1 m (近傍海域における最大波高)
  - ・ 潮流 : 上げ潮 1.45 m/s, 下げ潮 1.20 m/s
  - ・ SS (浮遊砂) : 3.2 mg/l ( St. Martin's Island のデータ)
  - ・ 河川流量 : Maikhali Channel 3,200<sup>m<sup>3</sup>/s</sup>, Kohalia River 320 <sup>m<sup>3</sup>/s</sup>  
 (近傍観測所のデータに基づく)
- 本調査結果に基づく解析
  - ・ 計算水深 : 深浅測量結果に基づいた
  - ・ 潮流 : 上げ潮 1.50 m/s, 下げ潮 1.30 m/s  
 (当該海域における調査結果に基づく)

(2) 漂砂シミュレーション解析の結果

漂砂シミュレーションを行ったケースは、前述港湾配置案の3ケースである。解析によって得られた結果図ならびに各ケースに対する検討結果を次表に示す。

表 4.5-14 海浜変形に及ぼす影響検討結果

流れの場	A-1案：Matarbari (防波堤方式)	A-2案：Matarbari (掘り込み方式)	B案：North Maheshkhali
高波浪時の海浜流	<ul style="list-style-type: none"> <li>防波堤ならびに航路近傍で地形変化が見られ、防波堤付近の侵食、航路の埋没が確認できる（図 4.5-10）。</li> <li>地形変化は港湾近傍に限られ、Matarbari 島南方の河口域の砂洲やMaheshkhali 西岸のマングローブ林付近での地形変化は認められない（図 4.5-10）。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>航路近傍で地形変化が見られ、航路埋没が確認できる（図 4.5-13）。</li> <li>同左（図 4.5-13）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ベンガル湾からの高波浪の影響により、航路全域で地形の変化が見られ、長距離に渡り数 10cm 程度の航路埋没とその周辺での侵食が確認できる（図 4.5-20）。</li> <li>航路に近いマングローブ林付近では侵食が認められる（図 4.5-20）。</li> </ul>
潮汐による潮流	<ul style="list-style-type: none"> <li>地形変化：防波堤・航路先端で侵食、航路脇で堆積が認められるものの、広範囲に及ばず、河口域の砂洲やマングローブ林付近の地形変化は認められない（図 4.5-12）。</li> <li>流れの変化：南北方向の流れを遮るように防波堤が構築されるため、南北方向の流速が小さくなっていることが確認できる。また、防波堤先端においては流速が大きくなっていることが確認できる。（図 4.5-11）しかし、河口域の砂洲やマングローブ林付近での潮流変化は認められないため影響はないものとする（図 4.5-11）。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>地形変化：航路の一部での堆積が若干認められるものの、広範囲に及ばず、河口域の砂洲やマングローブ林付近の地形変化は認められない（図 4.5-19）。</li> <li>流れの変化：航路位置の流速が小さくなっていることが確認できる。しかし、河口域の砂洲やマングローブ林付近での潮流変化は認められないため影響はないものとする（図 4.5-16）。</li> <li>現地調査結果を用いて同様の解析を行ったが、上記の変化状況と変わることはなかった。（図 4.5-16～図 4.5-19）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>地形変化：航路全域で地形の変化が見られ、数 10cm 程度の航路埋没と航路先端の侵食が確認できる（図 4.5-22）。泊地北側のマングローブ林付近で侵食が認められるため、それらへの影響があるものと考えられる（図 4.5-21）。</li> <li>流れの変化：当該航路は浅瀬を浚渫するため、航路全域で潮流の変化が認められた。泊地北側のマングローブ林付近では大きな変化が認められた。（図 4.5-21）</li> </ul>
結果	<p>防波堤構築が起因となって、前面海域の流速が変化する。しかし、その影響範囲は、河口域の砂洲やマングローブ林へ及ぶものではなく、環境に与える重大な影響はないと考える。</p>	<p>航路一部の地形変化が認められるものの、その量は他案に比べ少ない。その影響範囲は、河口域の砂洲やマングローブ林へ及ぶものではなく、環境に与える重大な影響はないと考える。</p>	<p>航路全域で地形変化が認められ、その量が他案に比べ多い。継続的かつ広範囲な航路維持が必要なる。また、マングローブ林付近での侵食が認められ、環境への影響が危惧される。</p>
	△	○	×



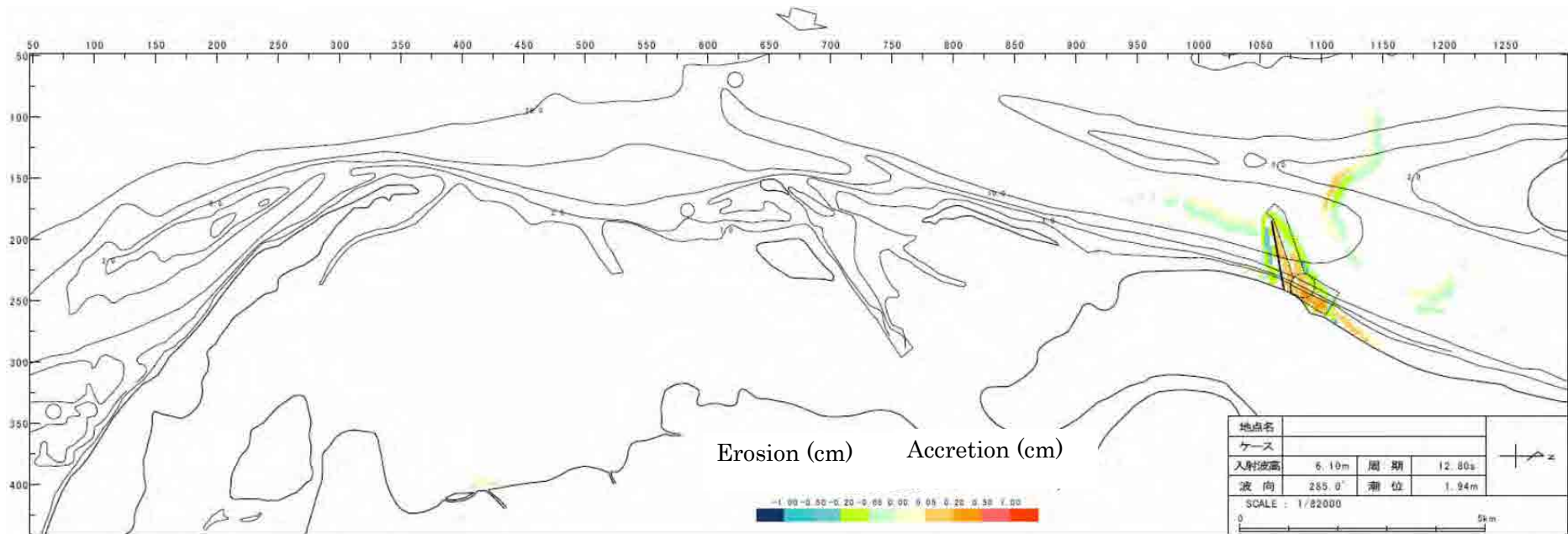


図 4.5-10 地形変化図 (A-1 案、高波浪時の海浜流による影響)

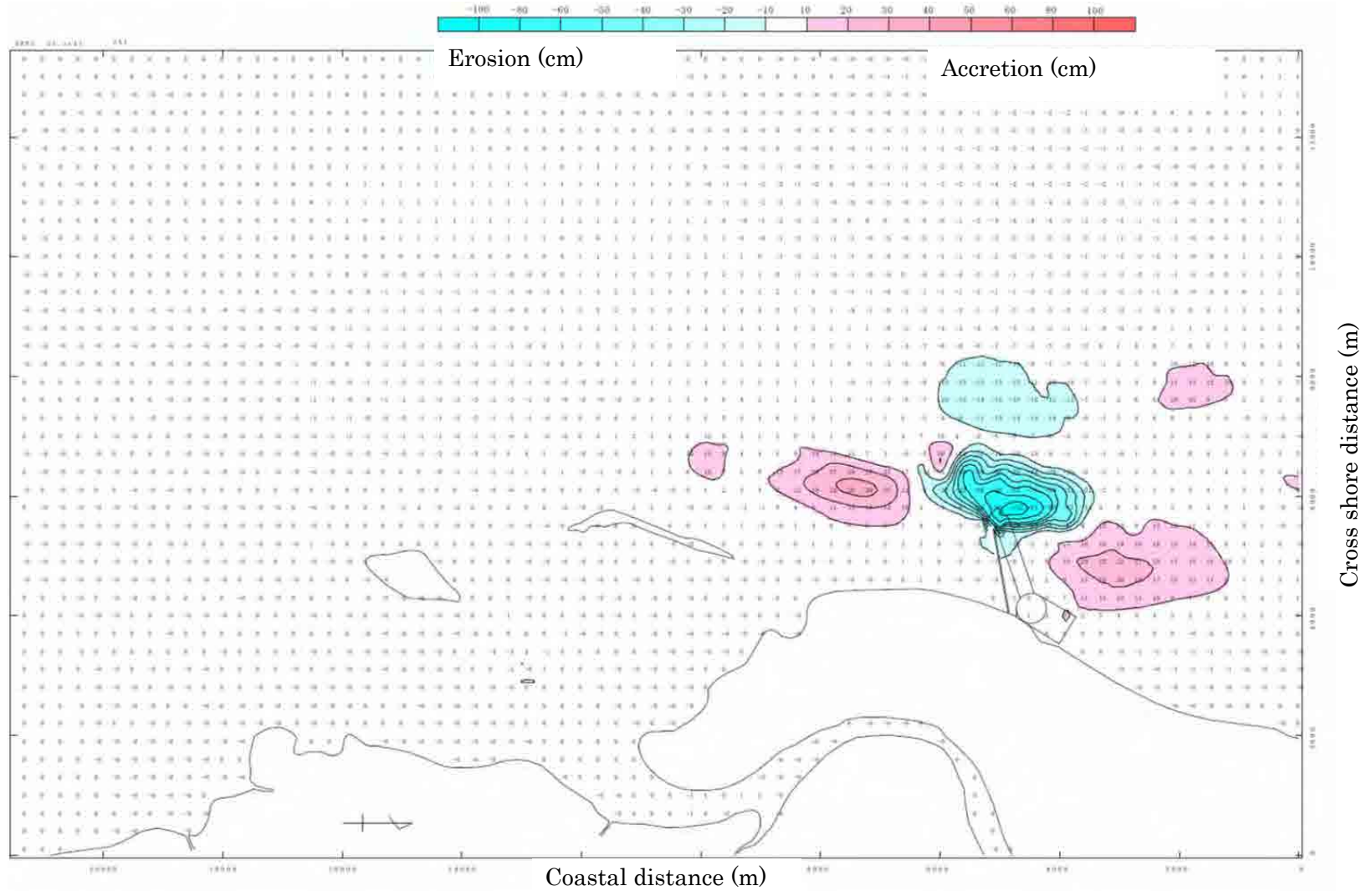


図 4.5-11 地形変化図 (A-1 案、潮汐の潮流による影響)



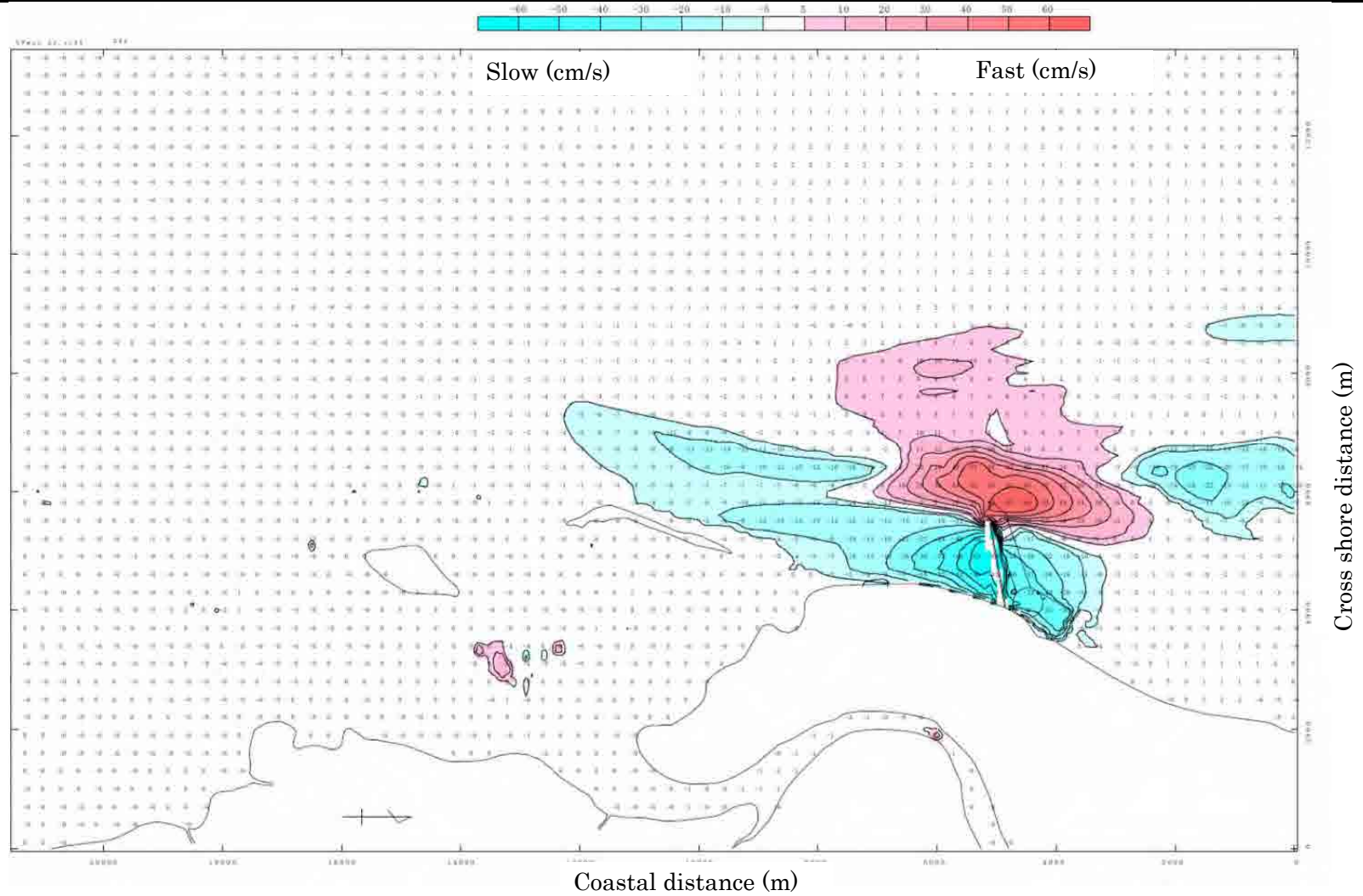


図 4.5-12 流速変化図 (A-1 案、潮汐の潮流による影響)

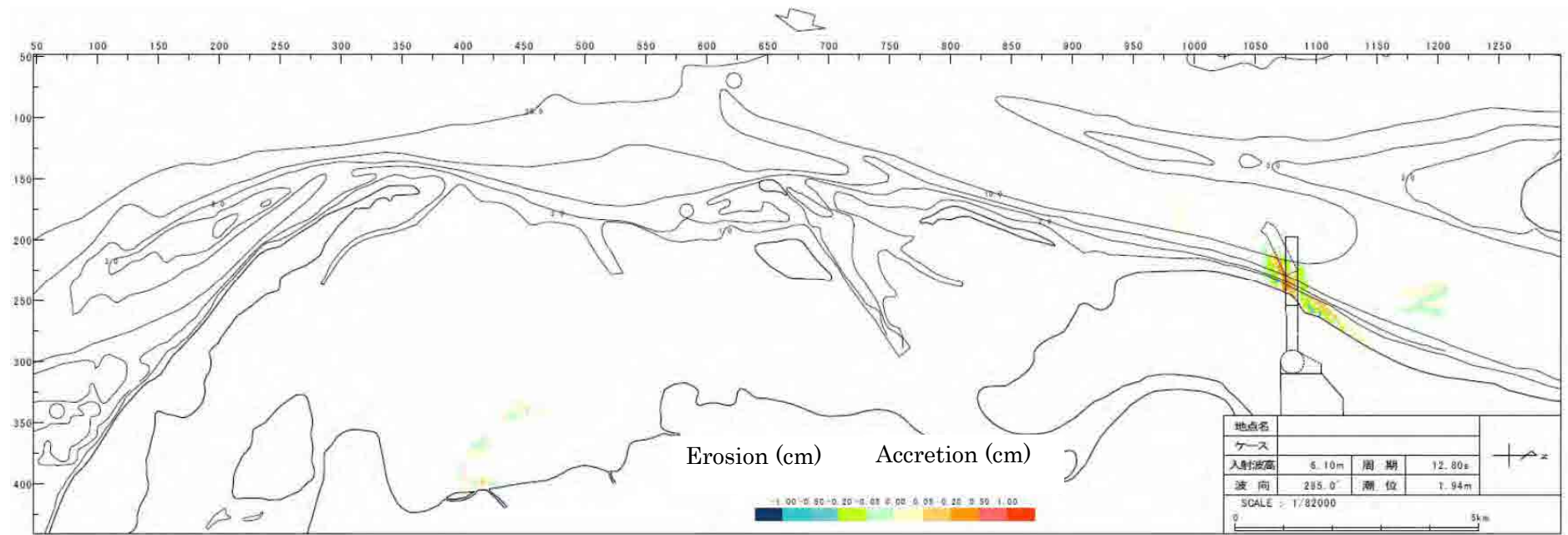


図 4.5-13 地形変化図 (A-2 案、高波浪時の海浜流による影響)

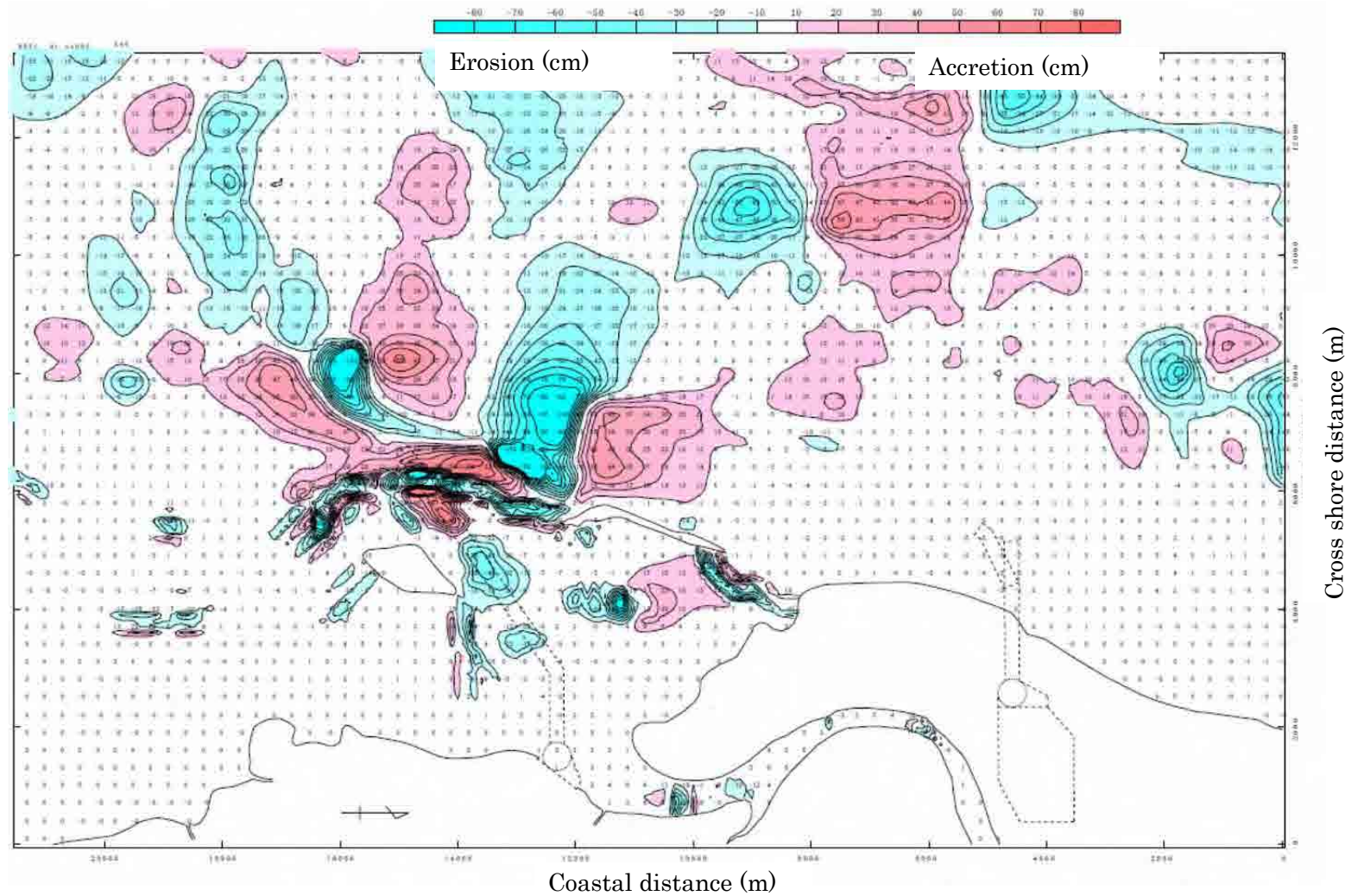


図 4.5-14 地形変化図（現状図、潮汐の潮流による影響）



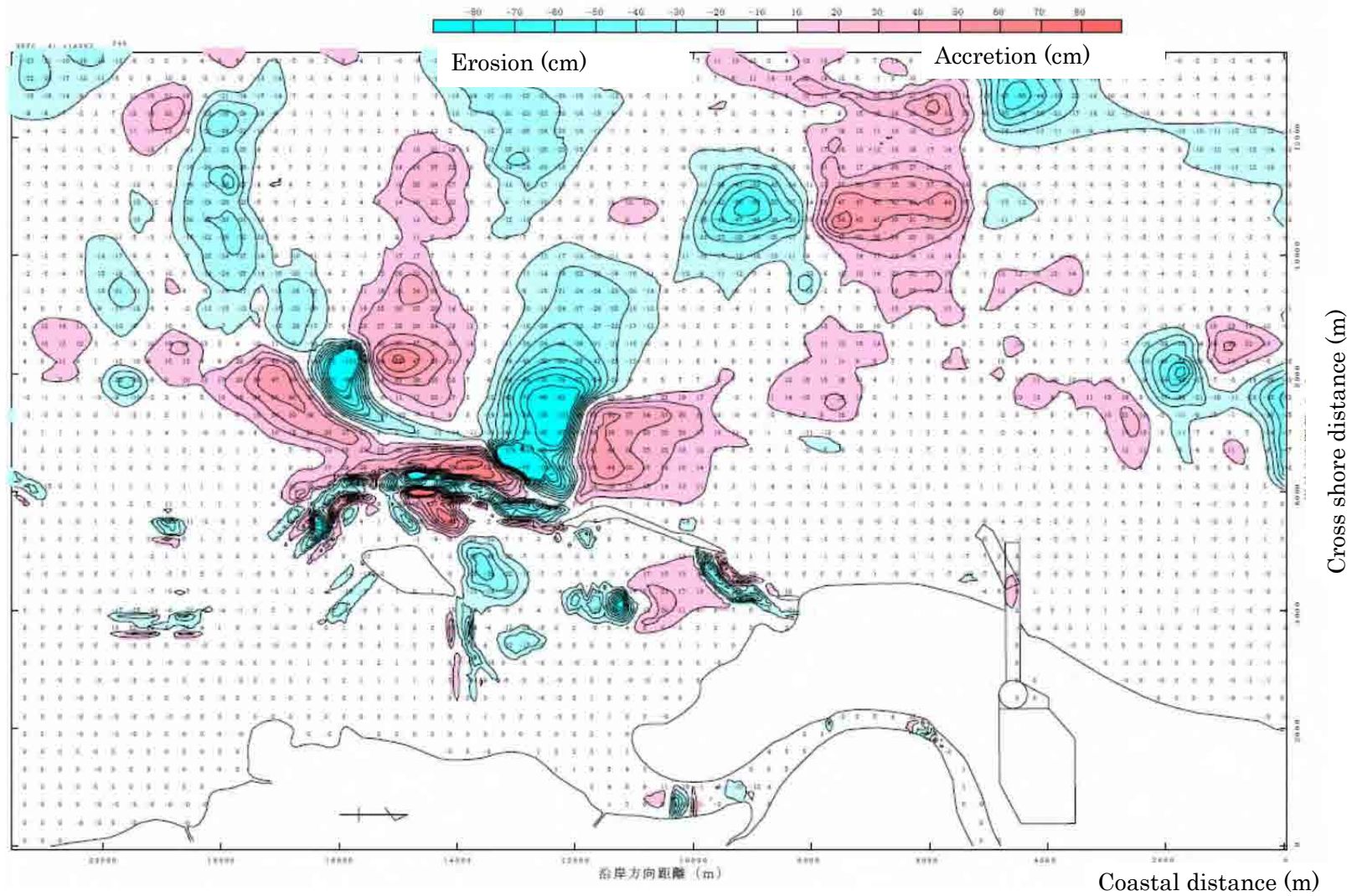


図 4.5-15 地形変化図 (A-2 案、潮汐の潮流による影響、絶対評価)

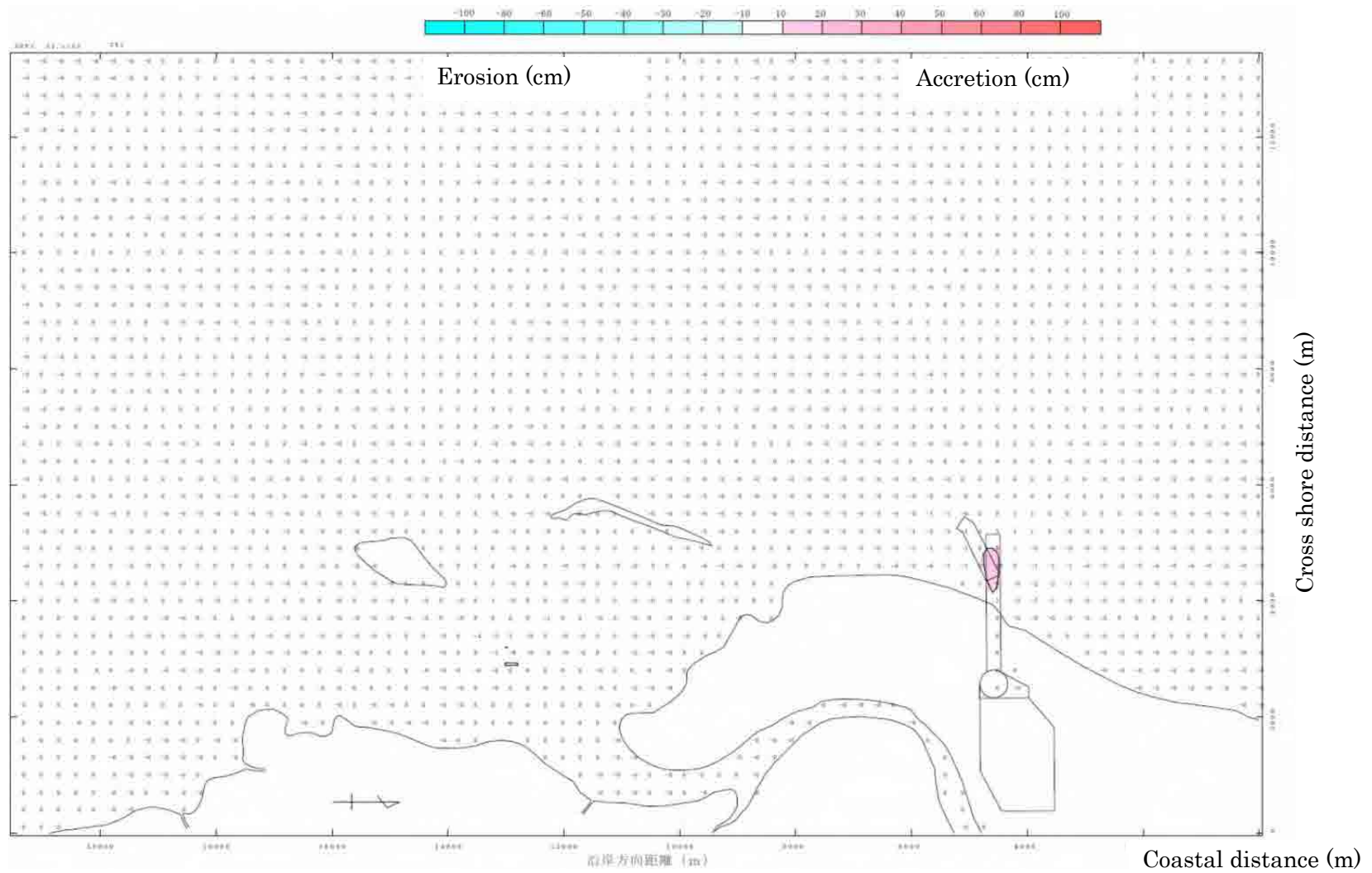


図 4.5-16 地形変化図 (A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状との相対変化)



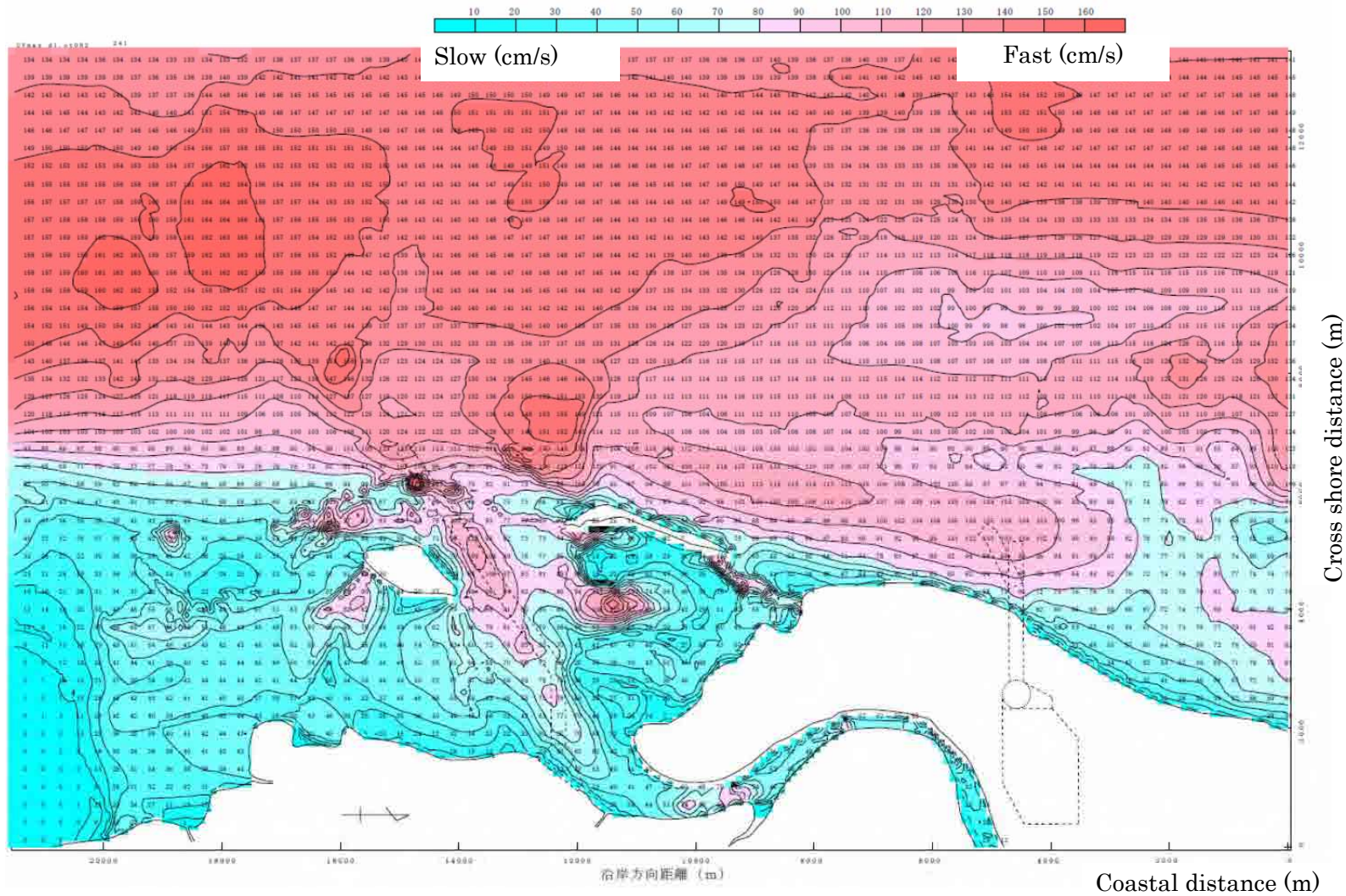


図 4.5-17 速度分布図 (A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状)



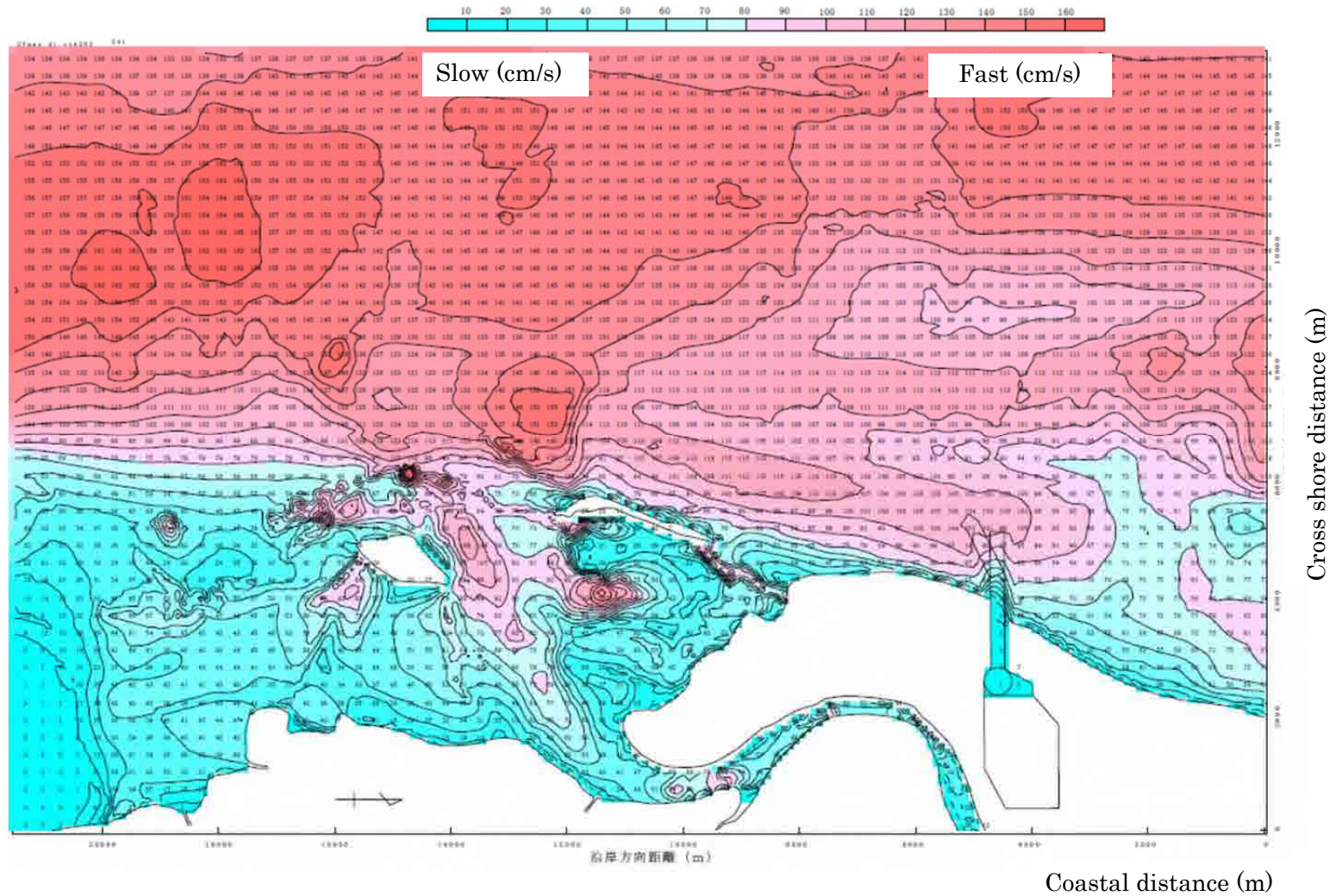


図 4.5-18 速度分布図 (A-2 案、潮汐の潮流による影響、絶対変化)

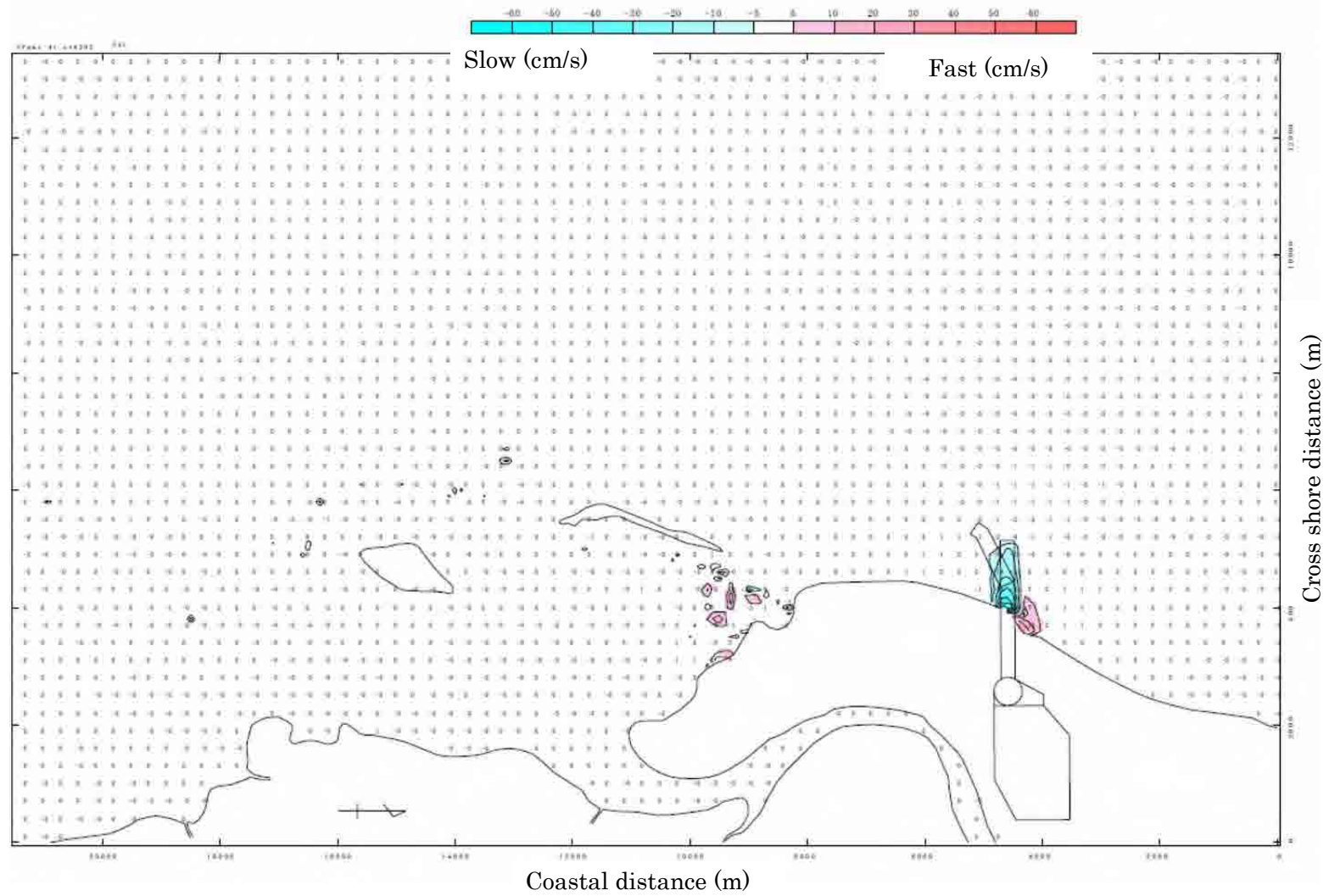


図 4.5-19 速度変化図 (A-2 案、潮汐の潮流による影響、現状との相対変化)



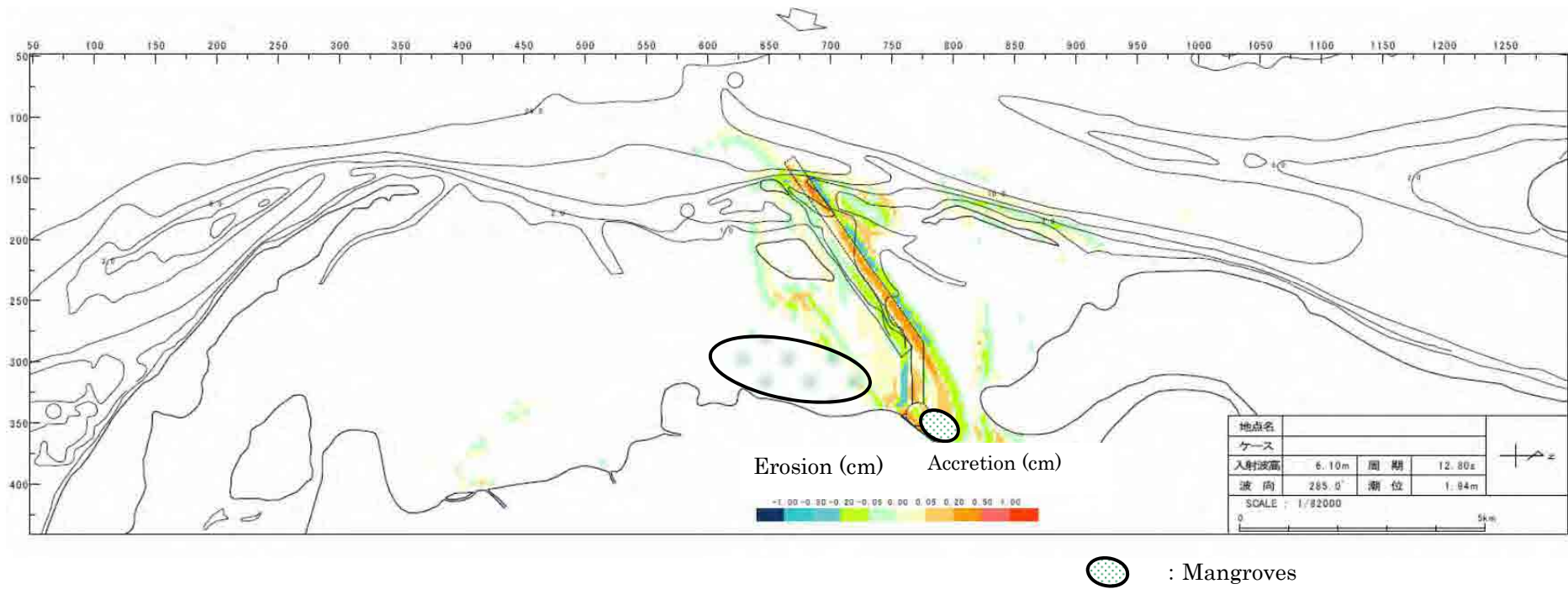


図 4.5-20 地形変化図 (B案、高波浪時の海浜流による影響)

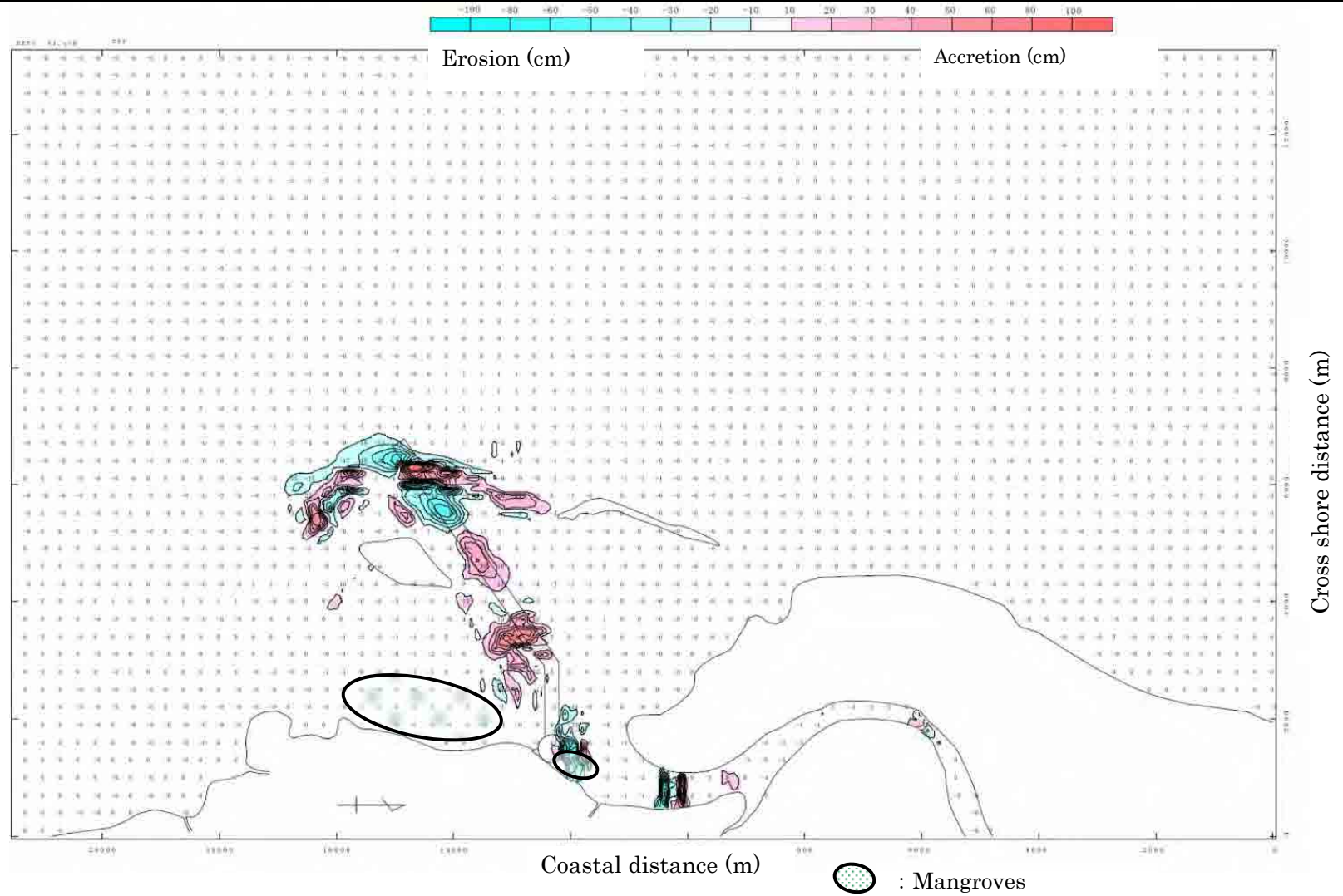


図 4.5-21 地形変化図 (B案、潮汐の潮流による影響)

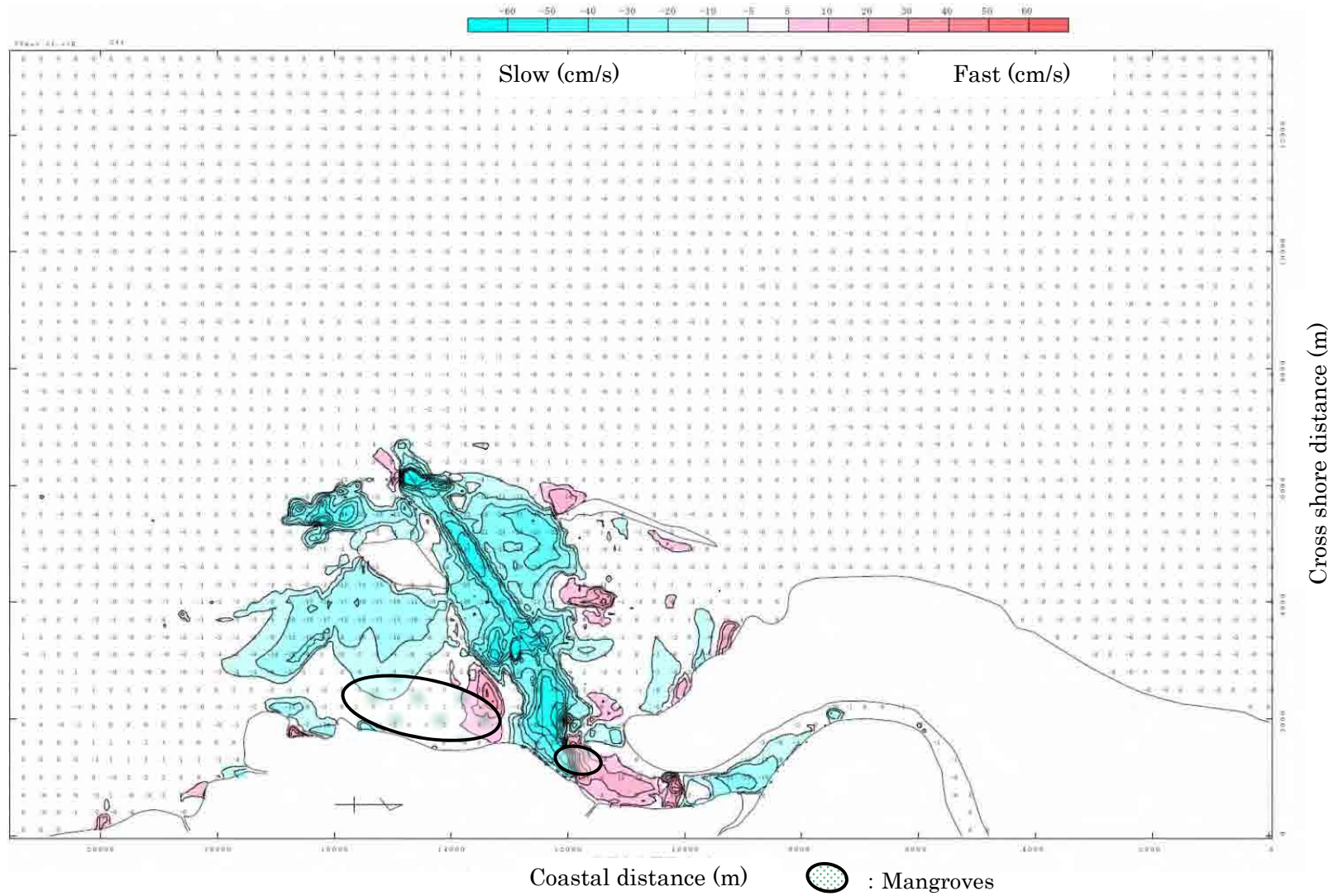


図 4.5-22 速度変化図 (B 案、潮汐の潮流による影響)

#### 4.5.3 事業候補地点の選定結果（港湾計画に基づく選定）

##### (1) 候補地点の提案

本章記載の検討結果に基づき、港湾計画の観点から発電所候補地は Matarbari 地点に優位性があると考えた。両地点を比較した結果表を下表に示す。

なお、港湾計画を考慮する上で以下の点に留意した。

- 現地調査結果を通して、候補地の概況を把握した。
- 漂砂シミュレーション解析に基づき、維持浚渫について検討を行った。
- 静穏度解析に基づき、港湾施設の運用検討を行った。
- 候補地周囲の実情を考慮の上、港湾施設の拡張性について検討を行った。

**表 4.5-15 事業候補地点の選定結果（港湾計画の観点に基づく）**

Items	Matarbari Site	Maheshkhali Site
Site Conditions	発電所敷地面積の確保が可能である。	発電所敷地面積の確保が可能である。
	○	○
Maintenance Dredging	維持浚渫が必要である。しかし、North Maheshkhali 地点よりその量は少ない。 (必要延長約 600m, 図 4.5-12, 17)	航路全長に渡って、維持浚渫が必要である。(必要延長 7km, 図 4.5-22)
	△	×
Operability of Coal Vessels	防波堤の設置もしくは陸域への掘込みを行って波浪を遮蔽することができ、港湾荷役に悪影響を与えない。(港湾入口における波浪低減効果は 30%~87%)	全長に渡って浚渫船が作業していることを考えると、港内進入時の航路においてはある程度の制限を与える可能性がある。
	○	△
Expansion of Port & Harbor	周囲に敷地の余裕があるため、港湾施設の拡張性があると考ええる。	港湾計画地近傍にマングローブが存在するため、港湾施設の拡張性はない。
	○	×
Results	発電所候補地点とする	適応しない
	○	×

(2) 港湾形状の最適検討

本項は、発電所候補地点として選定された Matarbari 地点において港湾形状の最適検討を行った。

港湾形状案は、防波堤を建設して海からの波浪を遮蔽する従来の案と陸域に掘り込みを行って人工的に港湾を陸域に配置する掘り込み案の2案を抽出した。

なお、比較検討を行うにあたり以下の点に留意した。

- 建設コストを低く抑える（8.2.2 節 港湾形状の比較検討を参照）
- サイクロンまたは波浪から発電所を保護するため、大量の砂で敷地レベルを高くして造成する必要がある。
- 港湾施設の拡張は、計画地の土地利用状況や周囲の概況に基づくものとし、その可能性を考える。

以上、比較検討結果を下表に示す。

表 4.5-16 港湾形状の最適検討結果

Items	Matarbari Site	
	防波堤建設案	掘り込み案
Port Type		
Comparison of costs	相対的にコストが高い (相対比較 1.6 倍)	コストの面で優位 (相対比較 1.0 倍)
	×	○
Site Development	ー延長1.5kmの防波堤を建設するためには、大量の捨石が必要となる。コンクリートケーソンを選定した場合は、このサイトにケーソンヤードを建設する必要がある。 ー延長 1.5km の航路浚渫で発生する砂は、敷地造成に有効利用することができる。	ー左記同様、掘り込み工事で発生する砂は、敷地造成に有効利用することができる。(8.1.5 節参照)
	△	○
Expansion of Port & Harbor	ー環境への影響はほとんどなく、港湾施設を拡張することができる。 ー拡張に伴い防波堤の増強工事が必要となる。	ー左記同様 ー拡張に伴い掘り込み工事を広げる必要がある。拡張工事で発生する浚渫土は敷地造成として利用できる。
	△	○
Results	適応しない	基本案として選定
	△	○

#### 4.6 港湾施設計画の検討（港湾施設）

##### 4.6.1 概要

石炭の沖積み方式は、石炭火力発電所における石炭荷役方法の一つの方法となっている。この方法の概念図を図 4.6-1 に示す。始めに、山元の産出石炭を載せた大型石炭船が内国の港湾から沖合にあるターミナルや石炭荷役施設または停泊するバージ船まで運行し、そこに大型船を係留する。この沖合施設では、石炭の積み替えが行われ、大型船から小型石炭船または石炭バージ船に石炭を積み替えることになる。小型船または石炭バージ船は、所要量の石炭を火力発電所港湾施設まで輸送する。

これらの状況を示すいくつかの沖積み荷役施設の例を上空写真とともに表 4.6-1 に示した。沖積み方式が成立するためには、次の 3 つの条件が見て取れる。

- 沖積み荷役施設位置は、大型船が寄港できるだけの十分な水深が必要となる。
- 沖積み荷役施設周辺の海域では、荷役作業ができるだけの十分な静穏域が必要となる。
- 小型船やバージ船が用いられるため、火力発電所内にその荷役設備として港湾施設が必要となる。

沖積み荷役設備は、これらのような条件が満足される、高い波浪に影響されない湾内などにおいてよく採用されている。

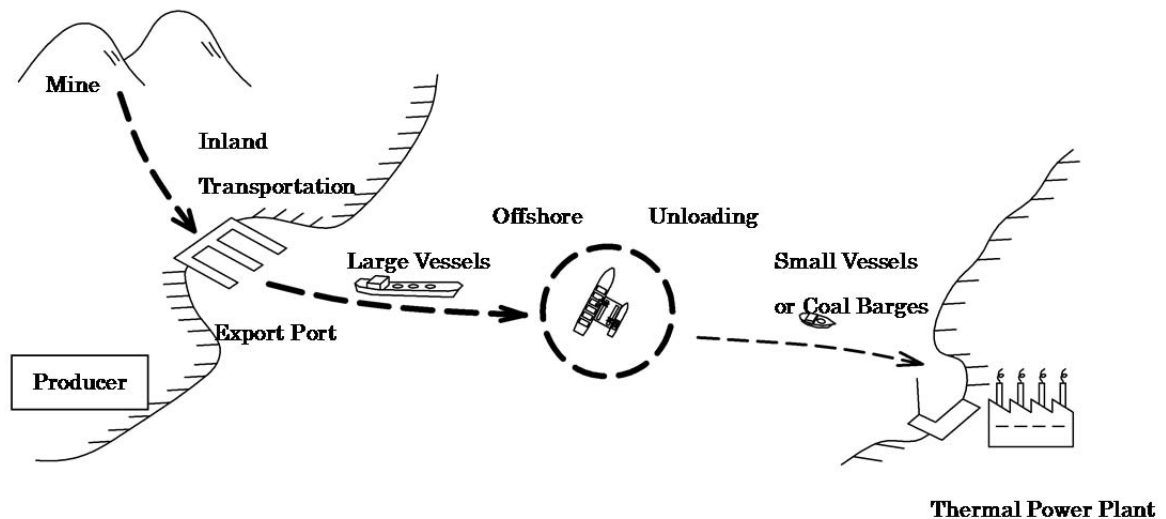


図 4.6-1 沖積み荷役設備の概念図



表 4.6-1 (1) 沖積み荷役設備地点の例

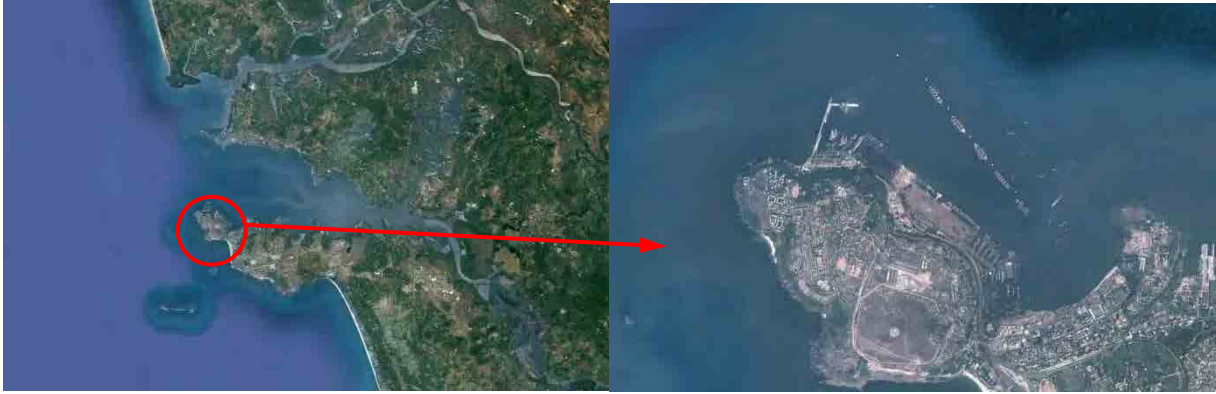
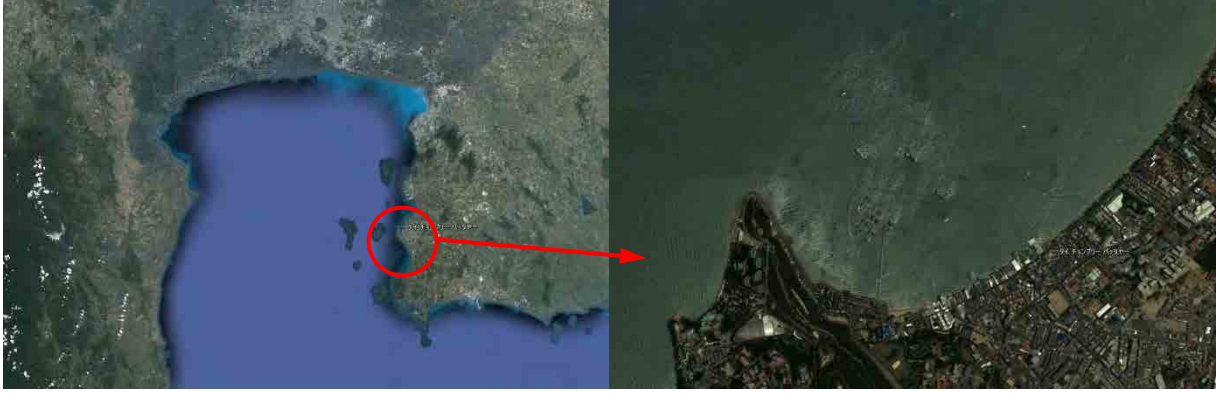
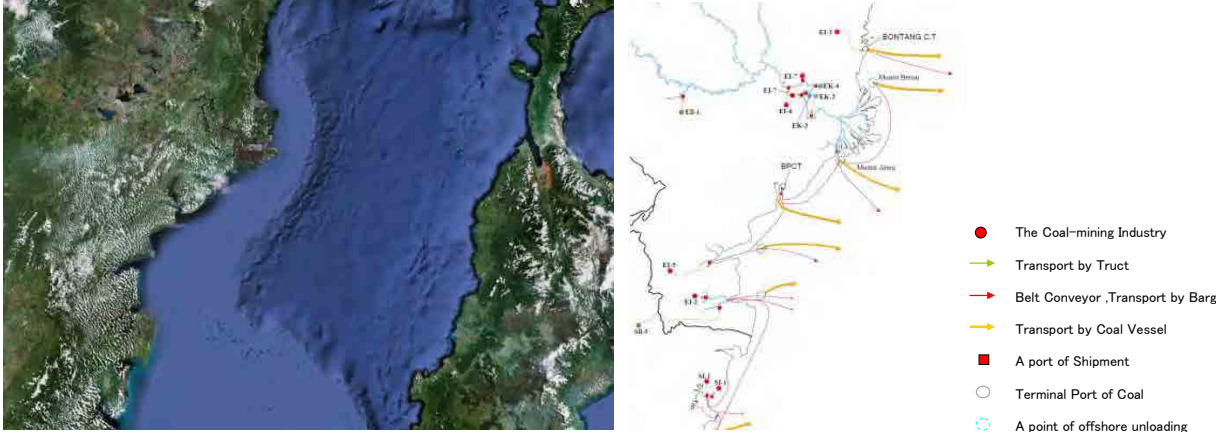
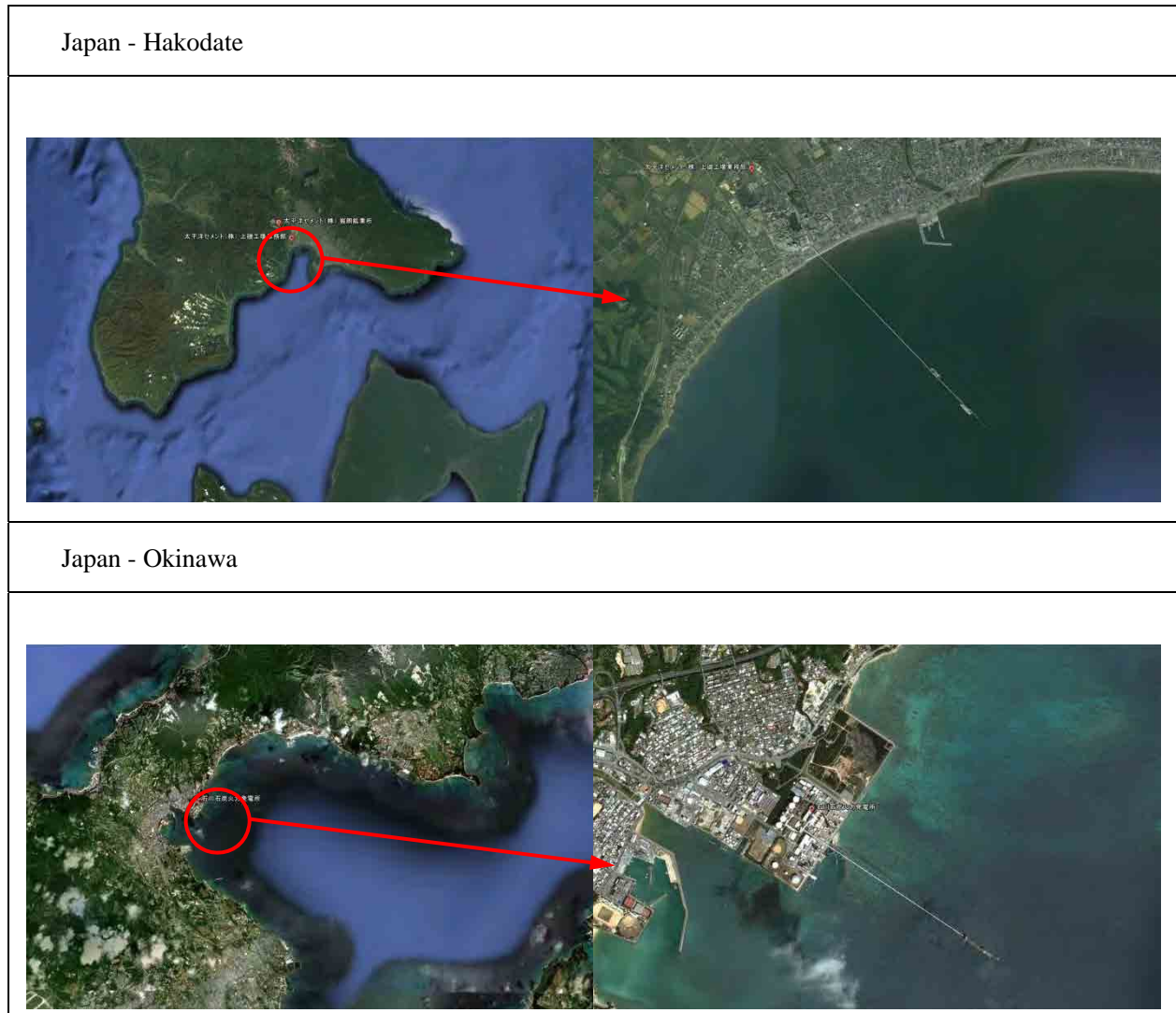
<p>India - Marmugao</p>

<p>Thai - Pattaya</p>

<p>Indonesia - Kalimantan</p>


表 4.6-2 (2) 沖積み荷役設備地点の例



#### 4.6.2 沖積み荷役設備の可能性検討

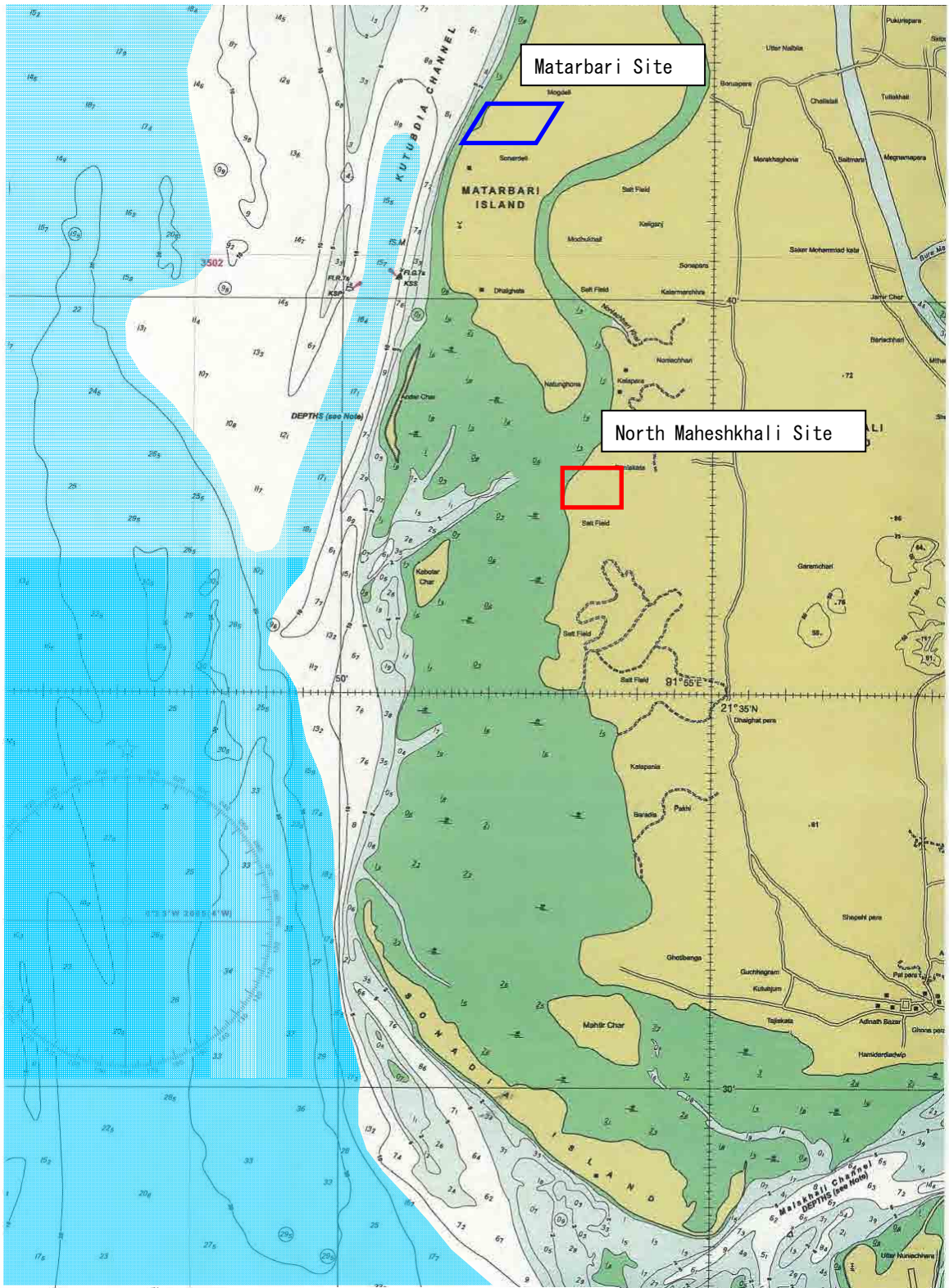
本候補地点において、沖積み荷役設備の成立性検討を行った。

石炭の沖積み方式は、石炭火力発電所における石炭荷役方法の一つの方法となっている。

##### (1) 沖積み荷役設備の海域状況

前述のとおり、沖積み荷役設備を配置するためには、当該海域は十分な水深のもとでの運用となる。大型石炭船を 80,000DWT クラス（パナマサイズ）とした場合には、設置水深は-15m が必要となる。図 4.6-2 に事業候補地における海図をもとに-15m 以深の範囲を示した。この範囲は、バングラ湾の外洋に面しており、高波浪の影響を直接受けることになる。





水深-15m 以深の範囲を示す。

図 4.6-2 事業候補地周辺海域の海図

(2) 候補地海域における高波浪の頻度状況

図 4.6-3 は当該海域における月別波高の非超過確率について整理したグラフである。石炭船の荷役波高は 1.0m 以下であり、当該海域では、波高が 1.0m を超えない確率は 37.5%、約 140 日/年となっている。特に、5 月～9 月間は非超過確率が 5% 以下、約 8 日/年である。このような波浪状況では、火力発電所運営に必要な石炭量を荷役することは不可能である。

一方、石炭船の係留波高は 2.0m 以下であり、当該海域では、波高が 2.0m を超えない確率は 85.1%、約 310 日/年となっている。また、6 月～8 月間は非超過確率が 65% を下回る。このような状況では、上記同様、所要石炭量を欠くことになる。

これらのことから、当該海域において沖積み荷役設備を採用するためには、高波浪の出現頻度が高いことから、設備近傍に防波堤を設置することが必要である。しかし、その建設費用も高くなる。

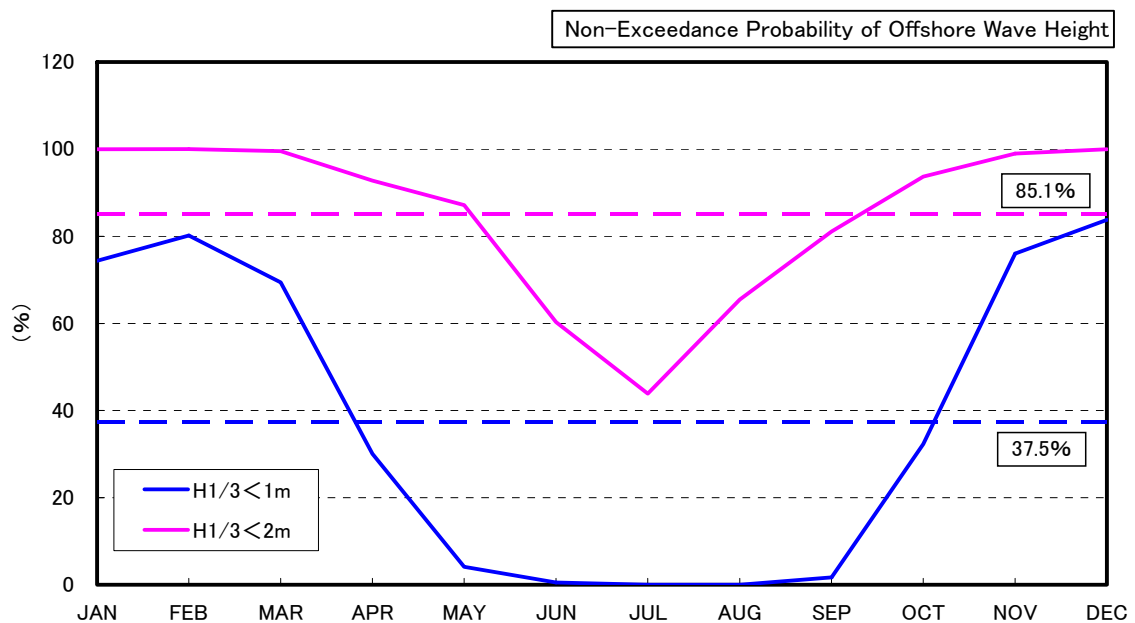


図 4.6-3 月別波高の非超過確率

以上の検討を踏まえ、当該海域において沖積み荷役設備は適さないものとする。この理由を以下に示す。

- 事業候補地の海域において、高波浪の年平均出現頻度をみると、2.0m 以下の出現頻度は 85%、雨期においては 60% 以下となる（図 4.6-3）。このような状況下では、雨期の有効稼働率は低くなり、所要の石炭荷役は出来ない。
- 静穏域を確保するためには、防波堤の建設が必要である。防波堤建設に伴うケースとして、4.5.3 節で比較を行った Conventional Type と同様であり、この優位性はないことがわかっている。
- 本章で沖積み方法として例示した India や Thailand の地点は、地形的な特徴を活かし、高波浪が直接影響を及ぼさないよう建設されていることがわかる。しかしながら、事業候補地にはそのような波浪を遮蔽する岬や静穏な場所はない。

4.7 代替案の検討

(1) 自然環境

(a) 背景

Matarbari および Maheshkhali の両サイト周辺の自然環境の最新の情報を得るために、調査団は Sonadia 島での元現地レンジャーなどの環境専門家たちと環境局（DOE: Department of Environment）の Cox's Bazar 事務所で会合をもった。

環境専門家たちは、Sonadia 島とその周辺（Maheshkhali 地区も含む）のマングローブ、砂丘、海岸、砂洲および干潟の保護の重要性を強調した。これらは、渡りをする水鳥の越冬地や魚類やエビ類の餌場や成育場となっており、特に砂洲はウミガメの産卵場となっている。

(b) 代替地とそれらの優劣

調査団は3箇所を代替地として検討した。このうちの2箇所は、「Study for the Master Plan (2010)」で候補地とされていて、残りの1箇所は本調査事業で、干潟およびその生態系への危険を回避する観点から選ばれた。

(c) Matarbari および Maheshkhali の評価結果

a) 第1次現地調査での視察結果

第1次現地調査で両候補地を視察し、植生、動物、貴重種、候補地周辺での生息環境（マングローブ、サンゴ礁など）の視点で比較した（表 4.7-1）。両サイトとも植生は貧弱で、動物も少なかったことから、どちらも差異はなかった、ただし、Maheshkhali サイトの前面海域には大きなマングローブ林や砂洲がみられた。

表 4.7-1 Matarbari と Maheshkhali サイトの自然環境の比較

項目	Matarbari	Maheshkhali
植生	サイト：貧弱である。 森林：近隣の住居地周辺に木が生えている程度である。 マングローブ：周辺にマングローブはない。	サイト：貧弱である。 森林：近隣の住居地周辺に木が生えている程度である。 マングローブ：前面海域にマングローブ林がある。
動物	サイト：留鳥を確認した。 サイト周辺：留鳥を確認した。	サイト：留鳥を確認した。 サイト周辺：留鳥をマングローブ林で確認した。
貴重種	サイト：確認されなかった。 サイト周辺：確認されなかった。	サイト：確認されなかった。 サイト周辺：確認されなかった。
候補地周辺の生息環境	サンゴ礁：確認されなかった。 藻場：確認されなかった。 砂浜：確認した。 干潟：確認した。 砂洲：確認されなかった。	サンゴ礁：確認されなかった。 藻場：確認されなかった。 砂浜：確認した。 干潟：確認した。 砂洲：候補地から約4km離れた河口域に砂洲を確認した。

（出典: JICA Study Team）

b) 波浪および潮流のシミュレーション

Matarbari および Maheshkhali の両サイト周辺の自然環境へのプロジェクト活動による影響を評価するために、以下のシミュレーションを行なった（詳細は 4.5 章を参照）。

- i. 波高と沖合の底質への影響
- ii. 潮汐と沖合の底質への影響
- iii. 浚渫による沖合の底質への影響

表 4.7-2 に浚渫による影響のシミュレーション結果を示す。

表 4.7-2 主なシミュレーション結果

項目	Matarbari	Maheshkhali
波高	影響はわずかである（無視できる） - 浚渫場所の周辺で、堆積状況がわずかに変化する。	要注意 - 浚渫場所の周辺のマングローブ林で底泥の侵食がみられる。
潮流	変化はない。	要注意 - 浚渫場所の周辺のマングローブ林で、場所によって、底泥の堆積もしくは侵食がみられる。
浚渫	量は少ない。 - 維持浚渫は必要であるが、浚渫量は Maheshkhali よりも少ない。	量は多い。 - 維持浚渫は必要である。

（出典: JICA Study Team）

c) 評価

Matarbari および Maheshkhali の両サイト周辺の自然環境への影響度合いを評価した。自然環境影響度合いを定量化する手法は、まだ学術的に確立されていない。そこで質的な傾向で評価するために、各要素の環境影響に 0 から-3 の評点を与えた。

- 0: 影響はない。
- 1: 影響はあるが、軽微である。
- 2: 軽微でない影響があるが、不可逆的でない。
- 3: 不可逆的な影響がある。

評点を総合した結果は、以下のとおりである（表 4.7-3）。

**Matarbari: -6**

**Maheshkhali: -13**

Maheshkhali の候補地の方は、生態的に重要な場所であるマングローブへの影響が強かったため、評点は低くなった。よって、自然環境から判断すると Maheshkhali の候補地は推薦できない。

表 4.7-3 自然環境からみた両候補地の比較

影響項目		Matarbari		Maheshkhali	
干潟		波浪による影響： -1	-1	波浪による影響： -2 潮流による影響： -2	-4
底質		浚渫の影響： -2	-2	浚渫の影響： -2	-2
砂浜		砂の移動： -2	-2	砂の移動： -1	-1
動植物への影響	渡り鳥	なし	0	なし	0
	ウミガメ	なし	0	ウミガメ生息地近くでの浚渫： -1	-1
	イルカ	なし	0	なし	0 <sup>1</sup>
	稚魚、稚エビ	なし	0	なし	0
	マングローブ	なし	0	波浪による影響： -2 潮流による影響： -2	-4 <sup>2</sup>
	ベントス <sup>3</sup>	浚渫の影響： -1	-1	浚渫の影響： -1	-1
Sonadia ECA への影響		なし	0	なし	0
評価			<b>-6</b>		<b>-13</b>

Note) 0<sup>1</sup>: 約 7km の浚渫のイルカへの影響が懸念されるが、現在は情報やデータがないので「影響なし」とした。  
 -4<sup>2</sup>: マングローブ林を切り開くことはないが、干潟の土砂が少なくなると、マングローブの根が露出するために倒壊することになる。  
 ベントス<sup>3</sup>: 海藻も含む。

(出典: JICA Study Team)

(d) 港湾形式の評価結果

a) 波浪および潮流のシミュレーション

Matarbari サイトでは、2つの港湾形式が提案されており、これら进行评估した。形式 I は従来型の港湾形式で、防波堤を建設する。形式 II は掘り込み港湾形式で、砂浜を浚渫して、航路を作る。両者の形式でシミュレーションを行なった（表 4.7-4）。

表 4.7-4 主なシミュレーション結果

項目	形式 I (従来型港湾)	形式 II (掘り込み式港湾)
波高	影響はわずか（一部は要注意） - 防波堤周辺で、わずかに底泥の堆積がみられる。	影響はわずか（ほぼ無視できる） - 浚渫場所の周辺で、わずかに底泥の堆積がみられる。
潮流	要注意 - 防波堤と浚渫場所の周辺で、底泥の堆積がみられるが、限定的である。	変化はない
浚渫	維持浚渫は行なわない。	浚渫する。 - 定期的な維持浚渫は必要である。

(出典: JICA Study Team)

b) 港湾形式の比較

両港湾形式の自然環境への影響度合いを比較するために、サイトの比較と同じ手法で評価した。評点を総合した結果は、以下のとおりである（表 4.7-5）。

形式 I (従来型港湾) : -3

形式 II (掘り込み式港湾) : -2

形式 I と形式 II を比較すると、形式 I (従来型港湾) のほうが、形式 II (掘り込み式港湾)

よりも評点は低かった。しかしながら、その差はさほどない、よって、自然環境から判断すると、形式Ⅰと形式Ⅱはほぼ同じ環境影響であると結論できる。

表 4.7-5 港湾形式の比較

影響項目		形式Ⅰ（従来型港湾）		形式Ⅱ（掘り込み式港湾）	
干潟		波浪による影響： -2 潮流による影響： -1	-3	波浪による影響： -1	-1
動植物への影響	渡り鳥	なし	0	なし	0
	ウミガメ	なし	0	なし	0
	イルカ	なし	0	なし	0
	稚魚、稚エビ	なし	0	なし	0
	マングローブ	なし	0	なし	0
	ベントス <sup>3</sup>	なし	0	浚渫の影響： -1	-1
Sonadia ECA への影響		なし	0	なし	0
評価			<b>-3</b>		<b>-2</b>

(出典: JICA Study Team)



## マングローブ林およびその生態系に関する追加コメント

マングローブ林の底泥の堆積や侵食によって起こることが推定される影響については、以下のとおりである。

### 1) マングローブ林の生物学的特徴

マングローブ林とは、世界の熱帯から亜熱帯にかけての河口汽水域の塩性湿地に見られる複数の種からなる森林である。これを構成するマングローブ植物は世界で 100 種程度が知られ、それぞれは通常の陸上植物とは異なる適応進化を遂げていることが知られている。

#### ➤ 高塩分への適応

塩類腺と呼ばれる塩分排出器官を備えることで塩性の環境に適応している。

#### ➤ 低酸素への適応

空気中に露出する呼吸根を形成することで、低酸素の土壤環境に適応している。呼吸根はその形状の違いから、筍根、支柱根、膝根などと呼ばれ区別される（図 1）。

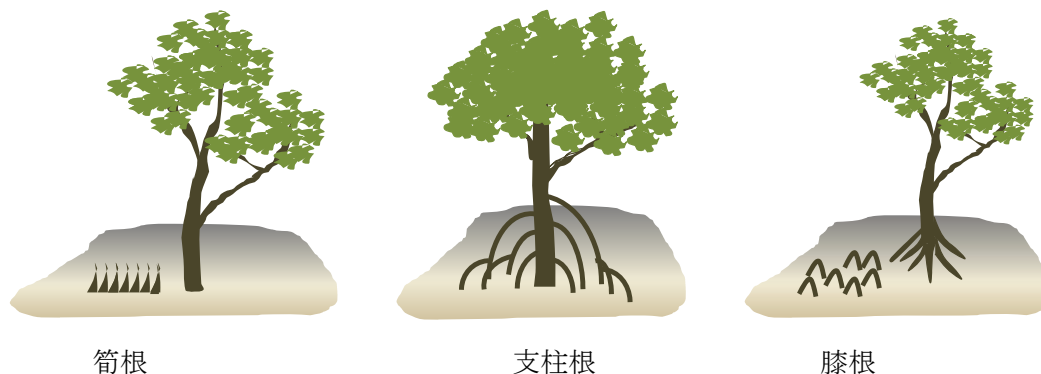


図 1. マングローブ植物の呼吸根

また、満潮時の水位に対応した種組成の帯状分布（zonation）を呈することが知られている。

### 2) サイト周辺（半径 15km 圏内）でのマングローブの種類分布

石炭火力発電所の建設予定地である Mataribari および maheshkhali より南側に位置する Sonadia 島の生態学上重要地域（ECA : Ecologically Critical Area）の保全管理計画書<sup>1</sup>によれば、マングローブおよびマングローブ関連種が同地域で 28 種確認されており、その中に影響を懸念すべき以下のマングローブの主要な種類がある。

#### *Avicennia officinalis*

支柱根を形成する。波打ち際よりやや内陸側の河岸に生育し、20m 程度までの木またはシュラブとなる。IUCN では least concern (LC) とされている。

#### *Avicennia marina* (ヒルギダマシ)

海にもっとも近い場所に生育する先駆種。比較的矮木。土壌より筍根を垂直につきだす。1-3m 程度の木またはシュラブとなる。国際自然保護連合（IUCN: International Union for Conservation of Nature and Natural Resources）では軽度懸念種(LC: Low Concern) とされている。

#### *Avicennia alba*

海にもっとも近い場所に生育し、土壌より筍根を垂直につきだす。高さ 20m 程度までの木ま

<sup>1</sup> Sonadia Island ECA (Ecologically Critical Area) Conservation Management Plan (2006).

たは灌木となる。IUCN では LC とされている。

#### *Sonneratia apetala*

海にもっとも近い場所に生育する先駆種。土壌より**筍根**を垂直につきだす。高さ 20m程度までの木または灌木となる。IUCN では LC とされている。

#### *Aegicerus corniculatum* (ツノヤブコウジ)

地上の**呼吸根**は形成しない。4 m 程度の木またはシュラブとなる。IUCN では未指定である。

#### *Ceriops decandra*

IUCN では準絶滅危惧種 (NT: Near Threatened) とされている種である。典型的な**支柱根**を形成する。中-高潮間帯に分布する。

#### *Aegialitis rotundifolia*

IUCN では NT とされている。**呼吸根**を形成しない。高塩分の場所に 2-3mの木もしくはシュラブとして生育する。

### 3) 石炭運搬船のひき波の影響

運搬船が起こすひき波（年間約 45 回の出入港）は、マングローブのうちの先駆種と呼ばれる *Avicennia* や *Sonneratia* など、最も海側の低位潮間帯部に分布する種類への影響が考えられる。ただし、そうした先駆種の多くは日常的な波を受けており、その衝撃に適応している筍根を張り巡らせ、さらには最干潮時にのみ露出するように適応しているので、運搬船が引き起こす波による影響は微少なものと考えられる<sup>2</sup>。

### 4) バラスト水の影響

バラスト水によって、外来種が移入される問題が発生する可能性がある。しかし、本プロジェクトでは、石炭運搬船は石炭を満載で入港して、全部搬出するので、港湾内の海水をバラスト水として出港する。よって、外部からのバラスト水による外来種の移入はない。

### 5) 油漏出事故

仮に油分の漏出があれば、長期的には悪影響は避けられないが、通常運行に伴う若干の漏出であれば、外洋に開放されている立地条件などから殆ど影響はないと考えられる。ただし、呼吸根が油分に覆われるなどすると、酸素不足による成長不良や枯死の可能性も否定できないので、オイルフェンス設置等の対策は取っておく必要がある。

### 6) 浚渫にともなう底泥の堆積や侵食

航路工事のための浚渫だけでなく、航路維持のための維持掘削も行なわれる。この工事により、底泥の堆積や侵食が発生する懸念がある。ただし、嫌気的な土壌環境ゆえに呼吸根を発達させているマングローブでは底泥の堆積に対応して筍根を伸ばすことが予想されるので、樹林全体へのダメージは考えにくい<sup>3</sup>。一方浚渫の両端がマングローブ林に近い場合は地盤の侵食が懸念される。地盤の侵食は根の浅いマングローブに対して深刻なダメージを与えることが予想される。

<sup>2</sup> 一般財団法人自然環境研究センター 市川氏の私信

<sup>3</sup> 同上



(2) 社会環境

(a) 二次データの分析

プロジェクト実施による Matarbari および Maheshkhali の両サイトおよびその周辺の社会環境（地域住民、地域経済、社会基盤）への潜在的影響の評価を支援するため、“Population Census 2011”、“Household Income and Expenditure Survey 2010”、Cox’s Bazar District の各 Upazila の土地利用図（Ministry of Land 発行）、およびその他の報告書を収集した。

a) 地方行政事務所への面談

Matarbari および Maheshkhali の両サイトの社会経済的状况に関する最新情報を得るために、Cox’s Bazar District の Deputy Commissioner’s Office や、Maheshkhali Upazila の Nirbahi 事務所（統計局と農林水産局）の職員と面談した。

b) 地域住民へのインタビュー

サイトおよびその周辺に住む住民の生活環境の概観（生活手段、収入源、経済状況、財産、教育レベル、衛生状態など）を知るために、漁業者や地元住民を対象とするフォーカス・グループ・ディスカッションを行なった。

(b) Matarbari および Maheshkhali の両サイトの概要

Matarbari および Maheshkhali の両サイトの社会環境の概要を表 4.7-6 に示す。なお、自然環境の評価とは異なり、港湾による社会環境への影響は、港湾形式が異なっても大きな差はない。第1次現地調査の時点では、少なくとも Matarbari では Sairer Dail village が、Maheshkhali サイトでは Kalaghagir Para 村が含まれることが判明していたが、サイトのすべての村の特定は困難であった。よって、表 4.7-6 では、両サイトとも Union レベルで比較している。

表 4.7-6 サイトが属する社会環境状況

項目	Matarbari	Maheshkhali
Union	Matarbari Union 注：サイトの一部は、Dhalghata Union との境界に位置するため、同 Union に属する可能性がある。	Hoanak Union
面積	6,682 エーカー（約 2,700ha）	9,195 エーカー（約 3,720ha）
人口	8,168 世帯（44,937 名） 村数 21	9,373 世帯（51,587 名） 村数 28
人口密度	1,661 人/km <sup>2</sup>	1,386 人/km <sup>2</sup>
土地利用	耕作地 600 ha コメ収穫高 2,328 トン	耕作地 1,150 ha コメ収穫高 4,450 トン
雇用状況	7 歳以上の非就学・就労人口 6,944 人 （7 歳以上の非就学人口 19,436 人）	7 歳以上の非就学・就労人口 9,498 人 （7 歳以上の非就学人口 22,689 人）
雇用内容	第 1 次産業 75.6%、 第 2 次産業 3.2% 第 3 次産業 21.3%	第 1 次産業 90.1% 第 2 次産業 1.7% 第 3 次産業 8.1%
飲料水	水道水 0.2% 井戸水 95.0% その他 4.8%	水道水 0.2% 井戸水 91.3% その他 8.5%
識字率 <sup>a2</sup>	27.7%（男性 26.1%、女性 29.4%）	29.9%（男性 28.8%、女性 31.1%）

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

項目	Matarbari	Maheshkhali
家屋の種類	恒久 4.4% 準恒久 4.8% 木造土壁 71.7% 仮設 19.1%	恒久 1.4% 準恒久 3.4% 木造土壁 93.8% 仮設 1.3%
トイレ施設	衛生（水封） 2.2% 衛生（非水封） 36.6% 非衛生 49.6% なし 11.6%	衛生（水封） 2.4% 衛生（非水封） 8.3% 非衛生 61.6% なし 27.8%

(出典: Population Census 2011, data provided at the Agricultural Division of Maheshkhali Upazila Nirbahi Office.)

二次データによれば<sup>4</sup>、Maheshkhali Upazila は塩田労働者が集中している。塩田労働者のほとんどは貧しく、塩田の平均サイズは 0.62ha と小規模である。ここでの労働は、貧困層や土地を持っていないものが行っており、かれらの多くは他の人から土地を借りている。塩田の海拔は低く、しばしば高潮や高波などの影響を受ける。生産物は、貯蔵施設が不足しているため、しばしば大雨や高潮で流される。

2012年7月の現地調査では、Matarbari および Maheshkhali の両サイトとも、エビ養殖場の労働者と漁業者に加え、塩田労働者がいることが確認された。これらは、両サイトとも主要な職業であった。住民のインタビューによると、1世帯あたりの収入は5,000～100,000 Taka/月である。両サイトの住民の経済レベルは、ほぼ同じであると考えられている。

(c) 評価方法

JICA ガイドラインの社会環境の項目を基にして、評価項目を選定した。各項目の影響度合いは、第1次現地調査の時点では判明しておらず、各項目の評点の大小や項目間の優劣を計ることは適切ではなかったため、ここでは以下の基準に限り各項目に評点を与え、総合的に判断した。

- 1: 負の影響が想定される。
- 0: 影響がない、もしくは無視できる程度の影響が想定される。
- +1: 正の影響が想定される。

(d) 評価結果

社会環境の各項目の評点は表 4.7-7 のとおりで、それを総合すると以下のとおりである。

**Matarbari: 設計時・工事中 -24, 供用時 0**

**Maheshkhali: 設計時・工事中 -20, 供用時 0**

両サイトとも設計時・工事中は-20以下であったのに対し、供用時は両サイトとも0となった。Matarbari サイトは住民移転が発生するが、用地取得に際しては、「バ」国の関連法令による金銭補償だけでなく、生活手段や収入源の消失による生活回復策も講じることになるので、住民移転が決定的な差異とはいえない。よって、社会環境の面では両サイトに決定的な差はない。

<sup>4</sup> Program Development Office for Integrated Coastal Zone Management Plan, Water Resources Planning Organization, Ministry of Water Resources of the Government of Bangladesh. "Living in the Coast: People and Livelihoods" (2004).

表 4.7-7 社会環境からみた両サイトの比較

項目	Matarbari				Maheshkhali			
	設計時・工事中		供用時		設計時・工事中		Operation period	
住民移転	- 土地の消失: -1 - 家屋の消失: -1 - 工事中の土地の一時的な消失: -1	-3	なし	0	なし	0	なし	0
貧困層	- 未利用国有地の消失: -1 - 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 樹木や果樹の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の生計・生活手段の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1	-6	- 家計の低下が想定される: -1 - 地域の社会基盤の向上による社会サービスへのアクセス方法の改善: +1	0	- 未利用国有地の消失: -1 - 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の生計・生活手段の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1	-5	- 家計の低下が想定される: -1 - 地域の社会基盤の向上による社会サービスへのアクセス方法の改善: +1	0
少数民族・先住民族	なし	0	なし	0	なし	0	なし	0
雇用や生計手段等の地域経済	- 商業構造の消失 (ダメージ) : -1 - 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 樹木や果樹の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の生計・生活手段の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の臨時雇用機会の創出: +1	-4	- 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 発電所および周辺での雇用機会の創出: +1	0	- 商業構造の消失 (ダメージ) : -1 - 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 樹木や果樹の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の生計・生活手段の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の臨時雇用機会の創出: +1	-4	- 生計・生活手段の消失 (ダメージ) : -1 - 発電所および周辺での雇用機会の創出: +1	0
土地利用や地域資源利用	- 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1	-2	- 土地利用形態や地域資源の恒久的な変化: -1	-1	- 農作物、養殖 (エビ、魚類) の消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1	-2	- 土地利用形態や地域資源の恒久的な変化: -1	-1
水利用	- 水資源への消失 (ダメージ) の可能性: -1 - 工事場所からの排水による地域経済への影響の可能性: -1	-2	- 発電所から海に排出される排水による地域経済への影響の可能性: -1	-1	- 水資源への消失 (ダメージ) の可能性: -1 - 工事場所からの排水による地域経済への影響の可能性: -1	-2	- 発電所から海に排出される排水による地域経済への影響の可能性: -1	-1

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

項目	Matarbari				Maheshkhali			
	設計時・工事中		供用時		設計時・工事中		Operation period	
既存の社会インフラや社会サービス	- 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の交通量の一時的な増加: -1	-2	- 交通量の増加: -1 - 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	0	- 工事中の土地、建築物、公共施設、共有資源へのアクセス方法の一時的な消失 (ダメージ) : -1 - 工事中の交通量の一時的な増加: -1	-2	- 交通量の増加: -1 - 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	0
社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	- 用地取得の過程での、地方自治体、住民、その他の関りあいによる意識の変化: -1	-1	なし	0	- 用地取得の過程での、地方自治体、住民、その他の関りあいによる意識の変化: -1	-1	なし	0
被害と便益の偏在	- 住民、労働者、官庁、地元政治家間での利益の偏在: -1	-1	- 移転や生計手段喪失を受ける住民は、ある程度の損害を受ける: -1	-1	- 住民、労働者、官庁、地元政治家間での利益の偏在: -1	-1	- 便益を受ける住民とその他の住民の不公平感: -1	-1
地域内の利害対立	- 住民、労働者、官庁、地元政治家間での利害対立: -1	-1	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1	- 住民、労働者、官庁、地元政治家間での利害対立: -1	-1	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1
文化遺産	なし	0	なし	0	なし	0	なし	0
景観	なし	0	なし	0	なし	0	なし	0
ジェンダー	なし	0	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1	なし	0	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1
子どもの権利	なし	0	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1	なし	0	- 社会サービスや市場へのアクセスの向上: <b>+1</b>	+1
HIV/AIDS 等の感染症	- 工事作業員の流入により、感染症が蔓延する可能性: -1	-1	なし	0	- 工事作業員の流入により、感染症が蔓延する可能性: -1	-1	なし	0
労働環境（労働安全も含む）	- 事故の可能性	-1	なし	0	- 事故の可能性	-1	なし	0
評価		<b>-24</b>		<b>0</b>		<b>-20</b>		<b>0</b>

#### 4.8 結論

表 4.8-1 に選定結果を合わせて示す。調査団は、Matarbari サイトが Maheshkhali サイトより有利であると考え、BPDB に Matarbari サイトを推薦する。

表 4.8-1 サイト選定の結果

影響	Matarbari		Maheshkhali
技術面・経済面 (港湾計画)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 航路維持のため、継続的な維持浚渫が必要である。しかしながら、その規模は Maheshkhali サイトよりも小さい。</li> <li>- Matarbari サイトは、港湾の拡張が可能である。</li> </ul>	>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 7km の航路維持のため、継続的な維持浚渫が必要である。この維持浚渫の費用は負担となる。</li> <li>- マングローブ林への影響があるため、港湾の拡張は難しい。</li> </ul>
自然環境	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Matarbari サイトの近くには、マングローブ林はない。また、工事期間と供用時を通じて、Maheshkhali サイトよりも浚渫土砂量が少なく、最も近いマングローブ林にも、影響を与えない。</li> </ul>	>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maheshkhali サイトの前面には大規模なマングローブ林や砂洲がある。それゆえ、工事期間と供用時を通じて、それらのマングローブ林や砂洲に影響を与えることが想定される。</li> </ul>
社会環境	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 小規模であるが、自然災害が多く発生する地域に居住する住民が立ち退きを余儀なくされる。</li> <li>- 地域住民は私有地や現在の主収入源である農作物、エビ、魚の養殖池を失う。</li> </ul>	<	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maheshkhali サイトでは、立ち退きが必要な住民はいない。</li> <li>- Matarbari サイトと同様に、地域住民は私有地や現在の主収入源である農作物、エビ、魚の養殖池を失う。</li> <li>- 社会環境に重大な影響を及ぼさないと想定される。</li> </ul>



## 第5章

### 事業候補地の自然条件





## 第5章 事業候補地の自然条件

### 5.1 サイクロン

1960年から2010年の間、「バ」国に来襲した主なサイクロンは53回あり、このうち32個のサイクロンで高潮が発生している。表 5.1-1 ではサイクロンによる風速、高潮、死者数の災害状況を示した。湾内での海面上昇値は最大 10m となっている。

表 5.1-1 来襲した主要なサイクロン(1960年～2011年)

Date of Landfall	Nature of Phenomenon	Landfall Area	Maximum Wind Speed in kph	No. of Deaths	Surge Height
11.10.1960	S.C.S	Chittagong	160	3,450	6.0m
31.10.1960	S.C.S	Chittagong	193	5,149	6.6m
09.05.1961	S.C.S	Chittagong	160	11,468	5.0m
30.05.1961	S.C.S	Chittagong (Near Feni)	160	-	2.0-4.55m
28.05.1963	S.C.S	Chittagong- Cox's Bazar	200	11,520	6.0m
11.05.1965	S.C.S	Chittagong- Barisal Coast	160	19,279	3.7m
05.11.1965	S.C.S	Chittagong	160		6.1-7.6m
15.12.1965	S.C.S	Cox's Bazar	210	873	2.4-3.6m
23.09.1966	S.C.S	Noakhali coast	139	850	6-6.67m
07.12.1966	S.C.S	Cox's Bazar	81	-	-
08.11.1967	C.S	Khulna (Sundarban)	111(sandheads)	1000 (India)	-
23.10.1967	S.C.S	Near Cox's Bazar	107(cox's) 145(M.mar)	51	-
23.10.1970	S.C.S of hurricane intensity	Bangladesh -West Bengal coast	163	300	4.7 m
12.11.1970	S.C.S with a core of hurricane winds	Chittagong	224	3,00,000	3-10m
8.05.1971	C.S	Chittagong	81	-	2.4-4.24m
29.09.1971	S.C.S	Sundarban coast	97-113	-	0.6m
6.11.1971	S.C.S	Chittagong-Noakhali coast	-	-	-
18.11.1973	S.C.S	Chittagong	102	-	-
30.05.1974	C.S	Patuakhali	74-83	-	-
28.11.1974	S.C.S	Chittagong-Cox's Bazar coast	163	20	3.0-5.1m
10.12.1981	C.S	Khulna	120	72	2.12-4.55m
15.10.1983	C.S	Chittagong	93	43	----
09.11.1983	S.C.S	Chittagong -Cox's Bazar coast	136	300	1.5m

Bangladesh 国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

Date of Landfall	Nature of Phenomenon	Landfall Area	Maximum Wind Speed in kph	No. of Deaths	Surge Height
24.05.1985	S.C.S	Chittagong	154	4,264	4.55m
29.11.1988	S.C.S with a core of hurricane winds	Khulna coast	160	5,683	4.4m
18.12.1990	Cyclonic Storm (crossed land as a depression)	Cox's Bazar Coast	115	-	-
29.04.1991	S.C.S with a core of hurricane winds	Chittagong	225	1,38,882	6-7.6m
31.05.1991	C.S	Noakhali coast	83	--	2.5m
02.05.1994	S.C.S with a core of hurricane winds	Cox's Bazar-Teknaf Coast	200-250	184	3.64-4.85m
25.11.1995	S.C.S	South of Cox's Bazar	55	---	---
26.10.1996	C.S	Sundarban coast	70	09	1.5-2.0m
19.05.1997	S.C.S with a core of hurricane winds	Sitakundu	232	155	4.55 m
27.09.1997	S.C.S with a core of hurricane winds	Sitakundu	150	67	3.0-4.55m
20.05.1998	S.C.S with core of hurricane winds	Chittagong Coast near Sitakunda	173	14	0.9m
17.10.1999	S.C.S of hurricane intensity	Orissa Coast	-	-	-
25.10.1999	S.C.S of hurricane intensity	Orissa Coast	-	-	-
28.10.2000	Deep Depression (probably Cyclonic Storm)	Sundarban coast near Mongla	50-60	3	0.6-1.2m
16-10.2001	S.C.S	Andhra coast	65-85	-	-
12.11.2002	C.S	Sundarban coast near Raimangal river	65-85	2	1.5-2.1m
20.5.2003	C.S	Myanmar coast	65-85	-	0.9-1.5m
16.12.2003	S.C.S	Andhra coast	98-115	-	-
19.05.2004	C.S	Cox's Bazar & Akyab Coast	65-90	---	0.6-1.2m
28.10.2005	C.S	Andhra coast near Ongole.	-	-	-
10.12.2005	Cyclonic Storm (crossed land as a	Tamilnadu coast near Nagapattnam.	-	-	-

বাংলাদেশ国 চিত্তাগন石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート (発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査)

Date of Landfall	Nature of Phenomenon	Landfall Area	Maximum Wind Speed in kph	No. of Deaths	Surge Height
	depression)				
29.04.2006	S.C.S with a core of Hurricane <b>“Mala”</b>	Arakan coast of Myanmar between Akyab & Sandoway	-	-	-
15.05.2007	C.S <b>“AKASH”</b>	Ctg- Cox’s Bazar. Coast near	83	-	-
15.11.2007	S.C.S <b>“SIDR”</b> with a core of hurricane winds	Khulna-Barisal coast near Baleshwar river	223	3,363	4.6-6.1m
02.05.2008	S.C.S <b>“NARGIS”</b> with a core of hurricane winds	Myanmar coast near Bassein	-	-	-
26.10.2008	C.S <b>“Rashmi”</b>	Khulna-Barisal coast near Patharghata	-	---	1.5-2.1m
27.11.2008	C.S <b>“Nisha”</b>	Tamilnadu coast near Nagapathnam.	-	-	-
17.04.2009	C.S <b>“BIJLI”</b>	Chittagong-Cox’sBazar coast near Ctg.	90	---	---
25.05.2009	C.S <b>“AILA”</b>	West Bengal-Khulna (Bangladesh) coast near Sagar inland of India.	92	190	2.1-2.4m
20.05.2010	S.C.S <b>“LAILA”</b>	NE Andhra coast of India	-	-	-

S.C.S : Severe Cyclonic Storm、 C.S : Cyclonic Storm Refer to 4.1.2 Environmental Situation, (3) Cyclonic Storm Surges.

## 5.2 地形

本準備調査では、検討に先立ち事業候補地の視察を行った。

事業候補地(Matarbari)は、目立った建築構造物はなく、魚の養殖場や塩田のための敷地が広がっており、数軒の住宅を確認した。また、魚の養殖場や塩田へ引くための水路も確認できた。現地では電柱や舗装された道路はなく、事業用敷地の確保は問題ないものと考えた。

事業候補地の東は Kohelia River があり、西はベンガル湾に面している。南側は Nasir Mohammad Deil の民家、北側にも民家が存在した。

現地盤面は、現地で地形測量を実施し、この結果から次のように設定した。

詳細については、Appendix C05-01 を参照のこと。

- 現時盤面レベル +1.0mM.S.L.

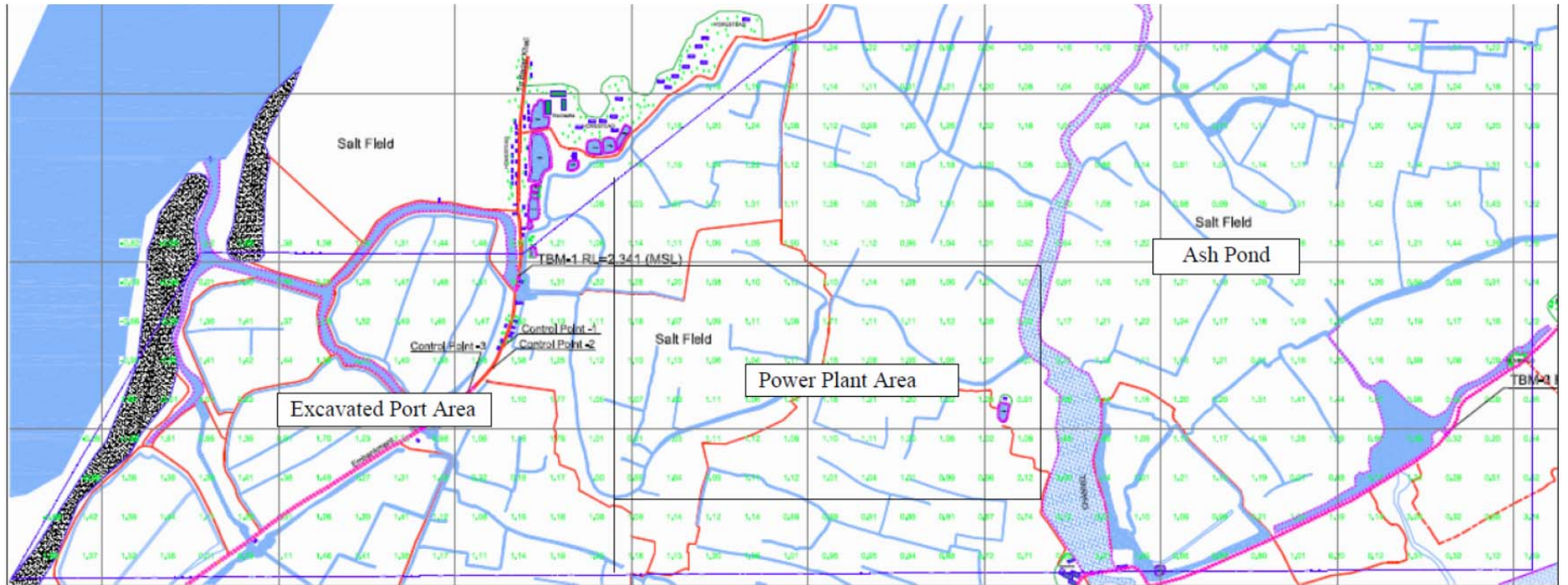


図 5.2-1 事業候補地における地形測量結果図

### 5.3 地質・地盤

本準備調査では、事業候補地 Matarbari において地盤調査を行った。

地盤調査は、重要構造物や建屋の基礎設計、すなわち当該地盤に即した基礎の深さやタイプを設計する上で必要な調査であり、当該地盤の性状、層序層厚、地盤の強度や圧縮性に関する情報を得ることができる。

原位置調査は、9本のボーリング調査を実施した。地盤の N 値、攪乱試料の採取をとおして、深さ方向の地盤性状を把握した。地下水位の調査を行った。採取した試料は室内土質試験のために資した。

ボーリング調査位置は、図 5.3-1 に示すように、発電所計画地ならびに港湾形状に応じて計 9 本、総延長 696m のボーリングを実施した。ボーリング調査の仕様を表 5.3-1 に示した。詳細については、Appendix C05-02 を参照のこと。

表 5.3-1 ボーリング調査

Bore No.	Coordinate		Depth	Loction
BH-01	N= 21° 42' 12" N	E= 91° 52' 31" E	33m	port
BH-02	N= 21° 41' 58" N	E= 91° 52' 31" E	33m	port
BH-03	N= 21° 42' 04" N	E= 91° 51' 44" E	30m	channel
BH-1	N= 21° 42' 25" N	E= 91° 53' 1" E	100m	Plant
BH-2	N= 21° 42' 25" N	E= 91° 53' 37" E	100m	Plant
BH-3	N= 21° 42' 7" N	E= 91° 53' 37" E	100m	Plant
BH-4	N= 21° 42' 7" N	E= 91° 53' 10" E	100m	Plant
BH-5	N= 21° 42' 7" N	E= 91° 53' 56" E	100m	Plant
BH-6	N= 21° 42' 7" N	E= 91° 52' 39" E	100m	Plant

港湾計画位置で行ったボーリングNo.BH-01～BH-03 は、表層から深さ 30m～33m まで実施しており、この結果から地質の性状が明らかになった。主に7層の地層が確認でき、下表のようにまとめた。

表 5.3-2 ボーリング調査

Lithology	Average Thickness (m)
Unit-1: CLAY. It is very soft to medium stiff, grey to dark grey in color, medium to high plastic in nature.	8.0
Unit-2: Silty fine SAND. It is loose to very dense, grey to light grey in color with traces of mica.	4.0
Unit-3: CLAY. It is stiff, grey in color, medium plastic in nature.	2.0
Unit-4: Silty fine SAND. It is medium dense to very dense, light grey in color with traces of mica.	5.0
Unit-5: SILT. It is very stiff, light grey in color, non-plastic in nature.	2.0
Unit-6: CLAY. It is hard, grey spotted brown in color, medium plastic in nature.	4.0
Unit-7: Silty fine SAND. It is very dense, yellowish brown to reddish brown in color with traces of mica.	8.0

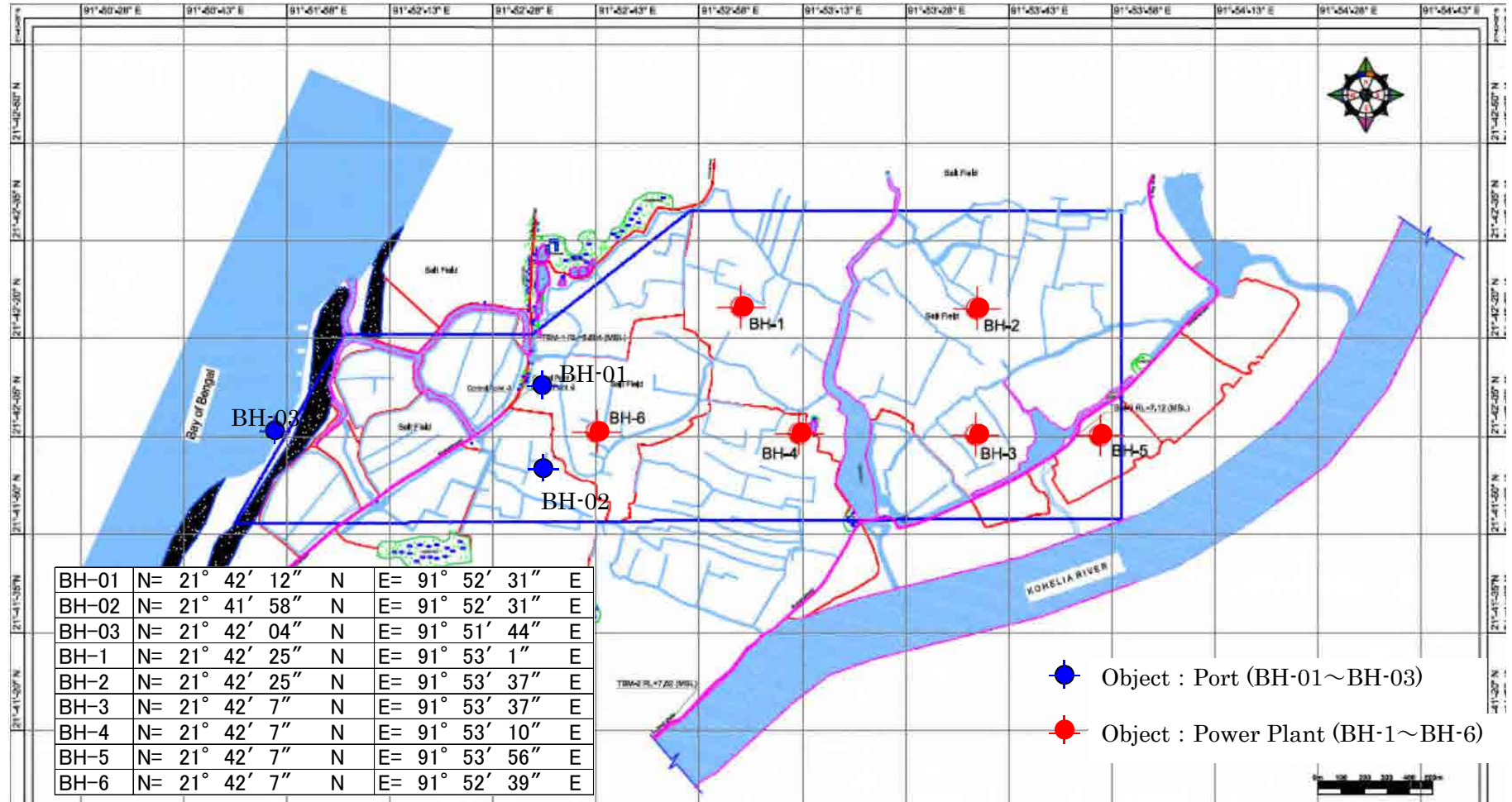


図 5.3-1 ボーリング調査位置図

#### 5.4 底質

本準備調査では、事業候補地 Matarbari において、雨期および乾期の 2 回底質調査を実施した。この調査結果を表 5.4-1(1)および表 5.4-1(2)に示す。

この結果をみると、乾期ではすべての採取位置で砂質土と確認されたが、雨期はシルト質土が散見された。雨期は海水が大変濁っていたため浮遊土砂が多いものと考えられ、このシルト質分が堆積したのではないかと考えられる。詳細については、Appendix C05-03 を参照のこと。

**表 5.4-1(1) 底質調査結果（雨期）** (percentage)

Point	NAME/ID	Mean Diameter (D50, mm)	Sand (0.075mm~)	Silt (0.075mm~0.005mm)	Clay (~0.005mm)
Shore line	SS-01SL	0.20	100	0	
	SS-02SL	0.12	98	2	
	SS-03SL	0.12	96	4	
	SS-04SL	0.01	2	88	10
	SS-05SL	0.015	1	85	14
Wave Break zone	SS-01WB	0.10	80	20	
	SS-02WB	0.16	98	2	
	SS-03WB	0.12	100	0	
	SS-04WB	0.14	100	0	
	SS-05WB	0.018	2	84	14
Off shore	SS-01OS	0.015	2	82	10
	SS-02OS	0.013	1	89	10
	SS-03OS	0.01	1	81	18

The details of the investigation data are shown in appendix C04-03 、 Sampling date : October ,2012



表 5.4-1(2) 底質調査結果（乾期）

(percentage)

Point	NAME/ID	Mean Diameter (D50, mm)	Sand (0.075mm~)	Silt (0.075mm~0.005mm)	Clay (~0.005mm)
Shore line	SS-01SL	0.12	92	8	
	SS-02SL	0.18	98	2	
	SS-03SL	0.12	96	4	
	SS-04SL	0.22	100	0	
	SS-05SL	0.18	100	0	
Wave Break zone	SS-01WB	0.19	100	0	
	SS-02WB	0.16	98	2	
	SS-03WB	0.21	100	0	
	SS-04WB	0.20	100	0	
	SS-05WB	0.20	100	0	
Off shore	SS-01OS	0.23	100	0	
	SS-02OS	0.20	100	0	
	SS-03OS	0.20	100	0	

The details of the investigation data are shown in appendix C04-03. Sampling Date : April, 2013

## 5.5 水質

本準備調査では、事業候補地 Matarbari 前面海域において雨期および乾期の 2 回、水質調査を実施した。この結果を表 5.5-1 に示す。

詳細については、Appendix C05-03 を参照のこと。

表 5.5-1 水質調査結果

NAME/ID	Depth (m)	Total Solids (mg/L)		P <sup>H</sup> of Water	
		Rainy Season	Dry Season	Rainy Season	Dry Season
WS-01	0.5	675	180	8.6	7.8
	1.0	700	720	8.7	8.3
	1.5	750	1160	8.9	7.8
WS-02	0.5	806	130	8.4	7.9
	5.0	780	310	8.5	7.8
	9.5	933	1380	8.7	7.8
WS-03	0.5	400	240	8.3	7.8
	5.0	380	460	8.5	7.2
	9.5	420	380	8.6	7.7
WS-04	0.5	650	260	9.0	8.0
	1.0	675	120	8.8	8.3
	1.5	750	880	9.1	8.4
WS-05	0.5	800	800	9.3	6.9
	5.0	820	1080	9.7	8.5
	9.5	880	200	9.6	6.6

## 5.6 海域水深

本準備調査は、事業候補地 Matarbari 前面海域において雨期および乾期の 2 回、深淺測量を実施した。雨期の測量結果を表 5.6-1(1)に、乾期の測量結果を図 5.6-1(2)に示した。

深淺測量の目的は、海底水深や地形を把握することである。

陸上地形では、トータルステーション、RTK GPS を用いて地形測量を実施し、海底地形は音響測深法による測量を行い、ソフトウェア Hypac and PDS1000、ソフトウェア Sokkia と Trimble を駆使して海底地形コンター図を Auto CAD で作成した。

これら測量結果が示すように、今回の調査では測定時期によって水深が大きく異なることはなかった。

詳細については、Appendix C05-03 を参照のこと

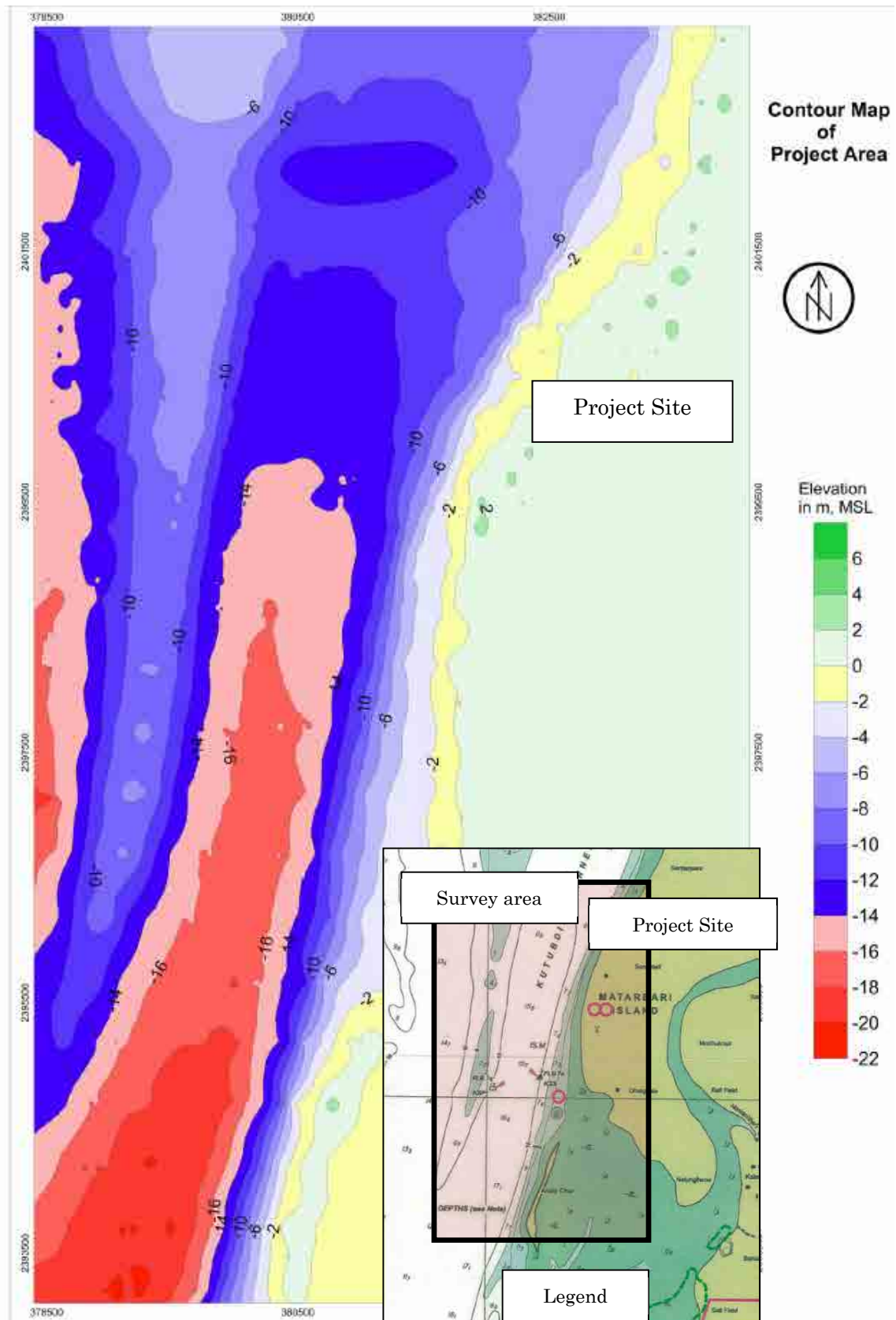


図 5.6-1(1) 深浅測量結果図（雨期）

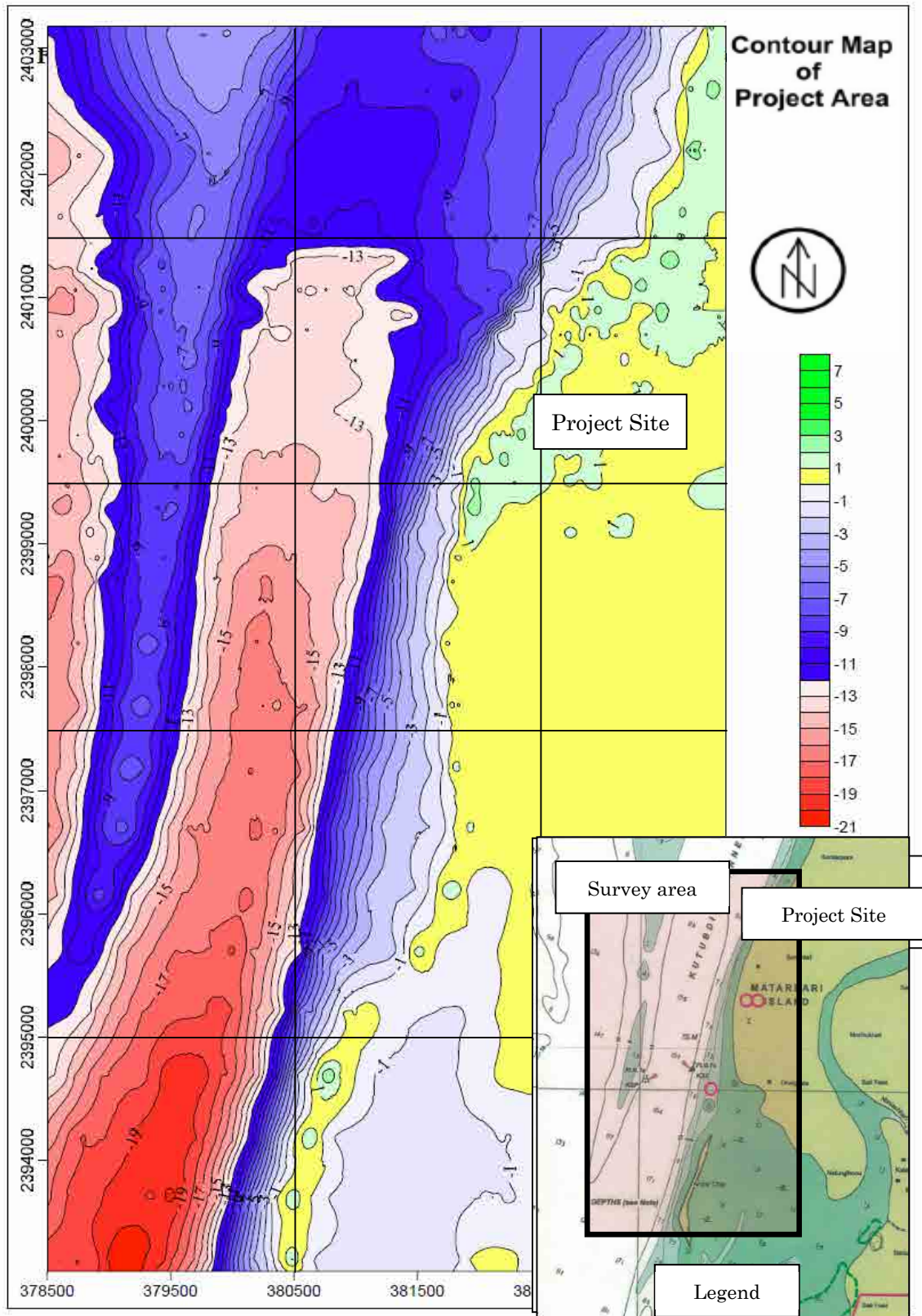


図 5.6-1 (2) 深浅測量結果図(乾期)

## 5.7 潮流

### (1) 潮位

本準備調査では、図 5.7-1 に示す位置において潮位の測定を行った。調査期間は、9 月 29 日から 10 月 28 日の一ヶ月間である。

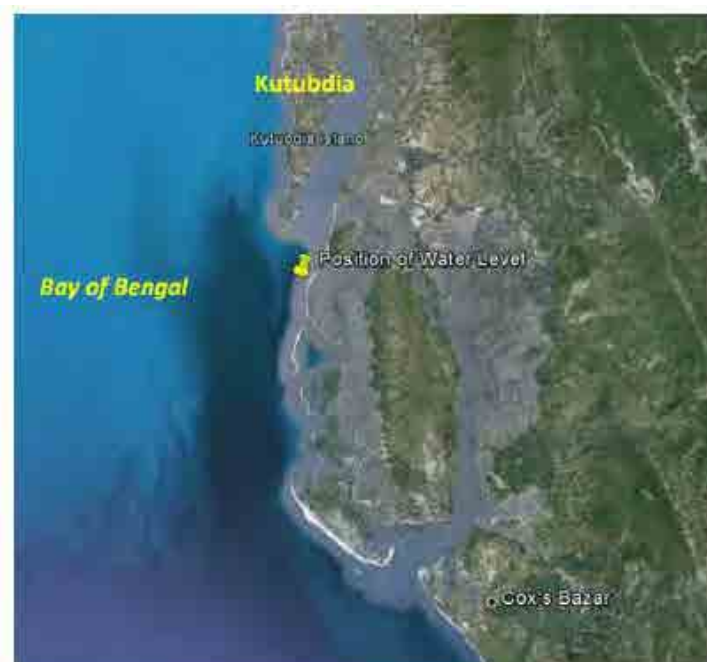


図 5.7-1 深浅測量結果図(乾期)

#### -設計潮位(調和分解を用いた潮位)

場所によって異なる調和定数（観測地点毎に固有な定数）を知ることで、潮汐を比較的正確に推算することができる。調和分解とは、潮汐の計算を行うため調和定数を設定することである。

観測期間を理論的に定めること、および実際の潮汐高さを毎時観測することによって調和定数を求め整理すれば分潮固有の毎時における潮高が得られる。算出された調和定数を組み合わせることできさまざまな潮位が推定できる。本検討では、H.W.L.およびL.W.L.を以下のように設定した。

表 5.7-1 調和定数

Component Tide	M2	S2	N2	K2	K1	O1	P1	M4	Ms4	Z0
Amplitude	1.34m	0.61m	0.27m	0.13m	0.17m	0.05m	0.05m	0.01m	0.006m	0.45m

$$\begin{aligned} \text{- Nearly Highest High Water} &\doteq (M2 + S2 + K1 + O1) \text{ above M.S.L} \\ &\doteq 2.2 \text{ m above M.S.L} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{- Nearly Lowest Low Water} &\doteq (M2 + S2 + K1 + O1) \text{ below M.S.L} \\ &\doteq 2.2 \text{ m below M.S.L} \end{aligned}$$

- Lowest Low Water Level  $\cong$  (M2 + S2 + N2 + K2 + K1 + O1 + P1 + M4 + MS4) below M.S.L  
 $\cong$  2.6 m above M.S.L

$\nabla$  Nearly Highest High Water = 2.2m above M.S.L. H.W.L.=+2.2m M.S.L.  
≡

Mean Sea Level (M.S.L) M.S.L = E.L.±0.0m

$\nabla$  Nearly Lowest Low Water =2.2 m below M.S.L. L.W.L.=-2.2m M.S.L.  
≡

$\nabla$  Lowest Low Water Level = 2.6m below M.S.L L.L.W.L.=-2.6m M.S.L  
≡

\* The Chart Datum (CD) is 2.69m below M.S.L at SONADIA

The details of the investigation data are shown in appendix C05-03.

### 図 5.7-2 Matarbari 地点における潮位条件

#### (2) 潮流

本準備調査では、図 5.7-3 に示す 4 地点において 15 日間の潮流速度・方向の測定を行った。  
4 地点のうち、海域の測定は 3 地点、河川の測定は 1 地点である。測定結果をみると、Location1  
では 0.03 潮流流速 0.3m/s~1.26m/s、Location2 および 3 では 0.25m/s~1.5m/s となった。

潮流の流れの方向は、北東 (0° ~90° )、南西 (180° ~270° ) が卓越し、全体の約 90% とな  
った。これは、上げ潮時ならびに下げ潮時それぞれの方向を示しているものと考えられる。

Location4 の河口付近では、潮流流速 0.06m/s ~1.88m/s、卓越方向は北東 (0° ~90° ) であ  
った。



表 5.7-2 測定箇所一覧

SL	NAME/ID	LAT (WGS84)	LOE (WGS84)	EASTING (UTM)	NORTHING (UTM)	REMARKS
1	TC-01	21°42' 20"N	91°51' 35"E	382048	2400946	at -5m depth
2	TC-02	21°41' 45"N	91°51' 18"E	381526	2399615	at -5m depth
3	TC-03	21°41' 45"N	91°50' 49"E	380699	2399600	at -15m depth
4	TC-04	21°38' 39"N	91°53' 21"E	385033	2393849	RIVER END

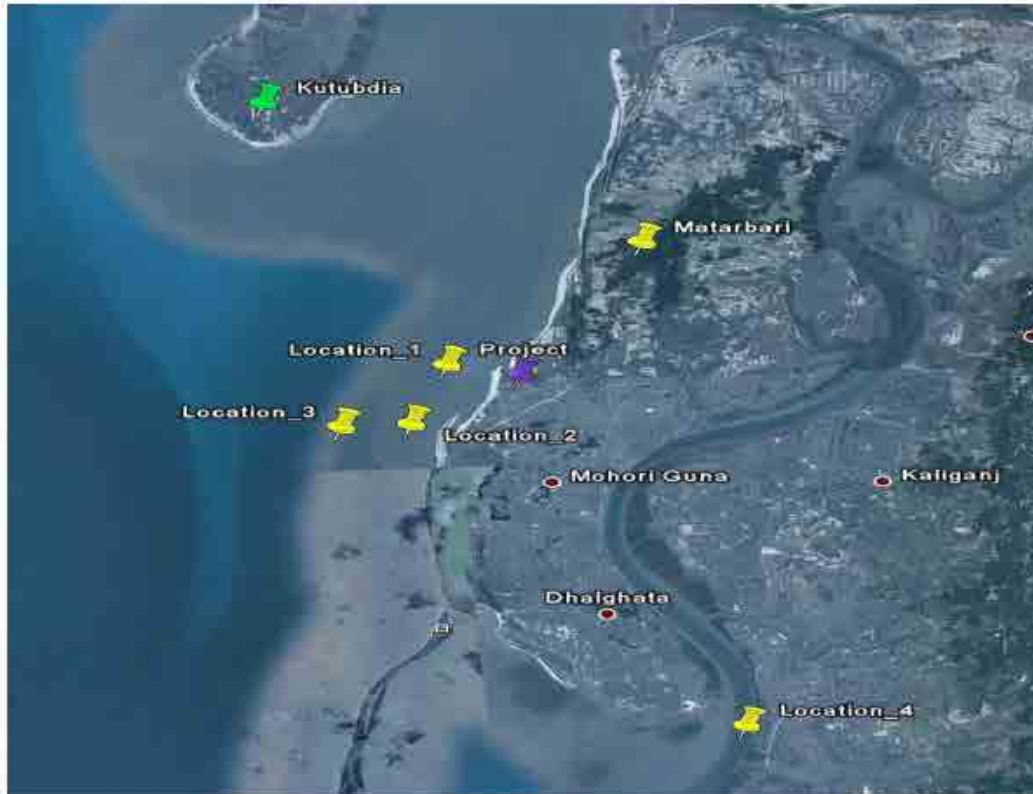


図 5.7-3 測定位置図

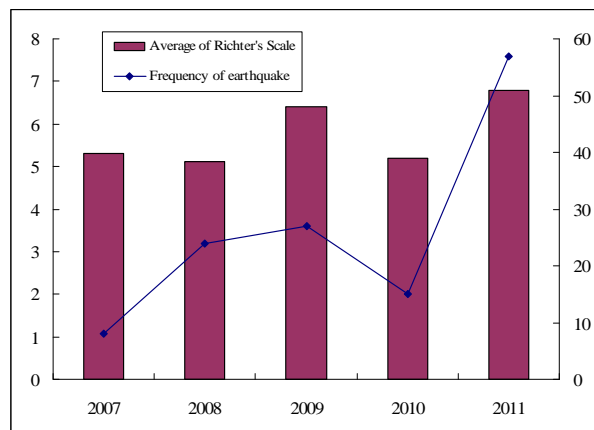
## 5.8 波浪

波浪条件については 4.3.2 節 自然条件の概況に記載した。

## 5.9 地震係数

Bangladesh Meteorological Department では、「バ」国およびその周辺で発生した地震を、2007年から記録している（それ以前は被害が大きかった地震だけを記録している）。2007年の記録は8回だけであったが、2008年から2009年にかけては24～27回と記録が増加していた。その後、2010年は15回であったが、2011年は81回と急激に増加した。2011年は離れた震源地の地震も記録しているので、2011年以前での震源地の範囲に限っても、57回と多かった（図 5.9-1）。

一方、地震の強さを示す Richter's Scale の各年の最大値をみると、2009年と2011年は他の3年よりも強い地震があったようである（図 5.9-1）。

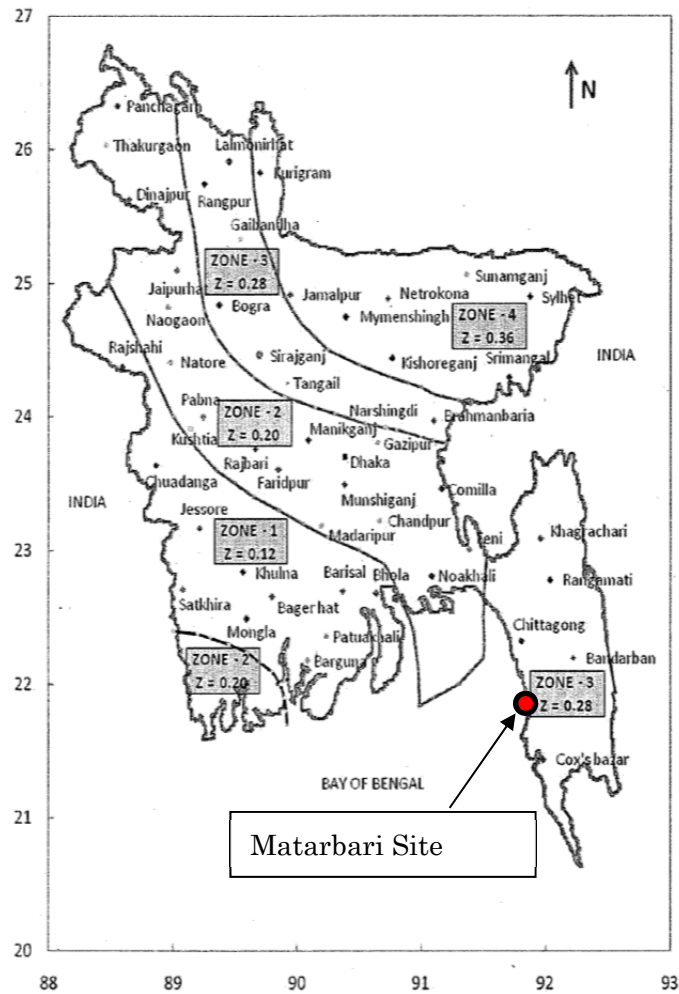


（Bangladesh Meteorological Department のデータより作成）

図 5.9-1 地震発生回数と最大規模（Richter's Scale）

また、「バ」国では地震帯を4つに分けており、各々の地震帯ごとに建物の設計強度が定められている。サイトは Chittagong と同じゾーン3に分類されており、中程度の設計強度が求められている（図 5.9-2）。





(出典: BANGLADESH NATIONAL BUILDING CODE)

図 5.9-1 「バ」国の地震帯

設計震度は BANGLADESH NATIONAL BUILDING CODE に準拠し設定することとし、算定式を以下に示す。

$$k = k = \frac{Z \cdot I \cdot C}{R}$$

ここに、k=設計震度

Z=表 5.9-1 に示す地域別震度、Matarbari 地点=0.28

I=表 5.9-2 に示す構造物重要度係数

R=表 5.9-4 に示す構造物の応答変位係数

C=下式で示される係数

$$C = \frac{1.25S}{T^{2/3}}$$

S=表 5.3 に示す地盤種別係数

T=地盤の特性値

表 5.9-1 地震係数 (Z)

Seismic Zone (see Figure5.9-1)	Zone Coefficient
1	0.12
2	0.20
3	0.28
4	0.36

表 5.9-2 構造物重要度係数 (I)

Structure Importance Categories	Structure Importance Coefficients	
	I	I'
Essential facilities	1.25	1.50
Hazardous facilities	1.25	1.50
Special occupancy structures	1.00	1.00
Standard occupancy structures	1.00	1.00
Low-risk structures	1.00	1.00

表 5.9-3 地域係数 (S)

Site Soil Characteristics		Coefficient, S
Type	Description	
$S_1$	A soil profile with either : a) A rock-like material characterized by a shear-wave velocity greater than 762 m/s or by other suitable means of classification, or b) Stiff or dense soil condition where the soil depth is less than 61 metres	1.0
$S_2$	A soil profile with dense or stiff soil conditions, where the soil depth exceeds 61 metres	1.2
$S_3$	A soil profile 21 metres or more in depth and containing more than 6 metres of soft to medium stiff clay but not more than 12 metres of soft clay	1.5
$S_4$	A soil profile containing more than 12 metres of soft clay characterized by a shear wave velocity less than 152 m/s	2.0
Note : (1) The site coefficient shall be established from properly substantiated geotechnical data. In locations where the soil properties are not known in sufficient detail to determine the soil profile type, soil profile $S_3$ shall be used. Soil profile $S_4$ need not be assumed unless the building official determines that soil profile $S_4$ may be present at the site, or in the event that soil profile $S_4$ is established by geotechnical data.		

表 5.9-4 構造仕様別応答係数(R)

Basic Structural System <sup>(1)</sup>	description of Lateral Force Resisting System	R <sup>(2)</sup>
a. Bearing Wall System	1. Light framed walls with shear panels	
	i) Plywood walls for structures, 3 storeys or less	8
	ii) All other light framed walls	6
	2. Shear walls	
	i) Concrete	6
	ii) Masonry	6
	3. Light steel framed bearing walls with tension only bracing	4
	4. Braced frames where bracing carries gravity loads	
	i) Steel	6
	ii) Concrete <sup>(3)</sup>	4
iii) Heavy timber	4	
b. Building Frame System	1. Steel eccentric braced frame (EBF)	10
	2. Light framed walls with shear panels	
	i) Plywood walls for structures 3-storeys or less	9
	ii) All other light framed walls	7
	3. Shear walls	
	i) Concrete	8
	ii) Masonry	8
	4. Concentric braced frames (CBF)	
	i) Steel	8
	ii) Concrete <sup>(3)</sup>	8
iii) Heavy timber	8	
c. Moment Resisting Frame System	1. Special moment resisting frames (SMRF)	
	i) Steel	12
	ii) Concrete	12
	2. Intermediate moment resisting frames (IMRF), concrete <sup>(4)</sup>	8
	3. Ordinary moment resisting frames (OMRF)	
i) Steel	6	
ii) Concrete <sup>(5)</sup>	5	
d. Dual System	1. Shear walls	
	i) Concrete with steel or concrete SMRF	12
	ii) Concrete with steel OMRF	6
	iii) Concrete with concrete IMRF <sup>(4)</sup>	9
	iv) Masonry with steel or concrete SMRF	8
	v) Masonry with steel OMRF	6
	vi) Masonry with concrete IMRF <sup>(3)</sup>	7
	2. Steel EBF	
	i) With steel SMRF	12
	ii) With steel OMRF	6
	3. Concentric braced frame (CBF)	
	i) Steel with steel SMRF	10
	ii) Steel with steel OMRF	6
	iii) Concrete with concrete SMRF <sup>(3)</sup>	9
iv) Concrete with concrete IMRF <sup>(3)</sup>	6	
e. Special Structural Systems	See Sec 1.3. 2, 1. 3. 3, 1.3.5	

Notes: (1) Basic Structural Systems are defined in Sec 1.3.2, Chapter 1.  
 (2) See Sec 2.5.6.6 for combination of structural systems, and Sec 1.3.5 for system limitations.  
 (3) Prohibited in Seismic Zone 3.  
 (4) Prohibited in Seismic Zone 3 except as permitted in Sec. 2.5.9.3.  
 (5) Prohibited in seismic Zones 2 and 3. Sec 1.7.2.6.

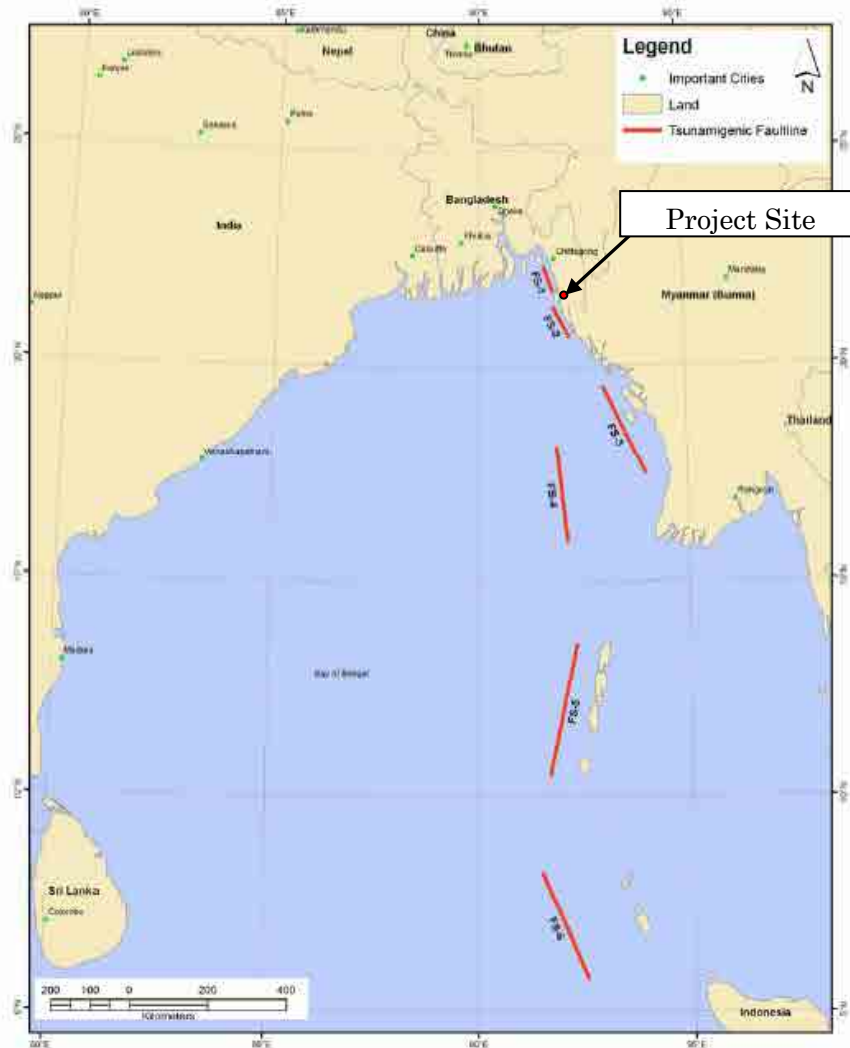
上記の各係数に基づいて、地震力を算出することになるが、加えて別途地震波のせん断波速度や構造物の固有周期も参照することが必要と考えられる。

## 5.10 津波

本項では文献調査をとおして、「バ」国内の津波に関する資料をまとめた。

### (1) 断層

Ministry of Food and Disaster Management（以下 MFDM）のレポートによれば、ベンガル湾において津波を引き起こす可能性のある断層は、図 5.10-1 に示すように 6 箇所あるとされていた。



Source: Use Existing Data on Available Digital Elevation Models to prepare Useable Tsunami and Storm Surge Inundation Risk Maps for the Entire Coastal Region Final Report 2009

図 5.10-1 ベンガル湾の断層位置

(2) 洪水危険度分布図

MFDM のレポートでは、図 5.10-2 に示す危険度分布図が示されていた。これによればインド洋、アラビア海、ベンガル湾、そして「バ」国沿岸地域を対象に DHI（Water Environment Health）による MIKE21 モデルを使用した津波モデルが開発され、2004 年 12 月 26 日、スマトラ島西岸域で発生した地震に伴って発生した津波をもとに適用性が検討され、そして「バ」国沿岸域の洪水被害予測に採用された。

洪水危険度分布図は、図 5.2-1 に示した断層による津波をもとに 6 つのシナリオが予測された。最も厳しい洪水危険度分布図は、Mean High Water Spring（MHWS）の潮位条件のもと、ベンガル湾の断層で発生した津波をシミュレーションし、MIKE21 モデルシステムで予測されていた。これによれば、事業候補地の近傍である Cox's Bazaar 沿岸は津波による洪水被害を受ける結果となっており、発生する津波高は最大で 1~3m と予測されていた。

また、参考として、2004 年スマトラ島地震による津波では、「バ」国沿岸域の St.Martin Island に 2.2 時間後、最大 31cm の津波が到達したとされている。

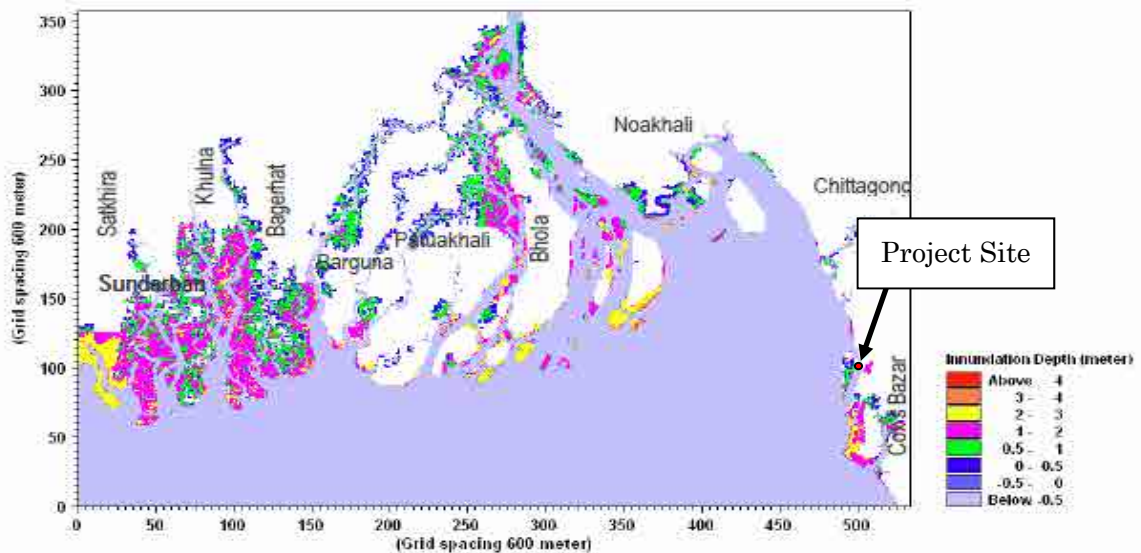


図 5.10-2 洪水危険度分布図

Source: Use Existing Data on Available Digital Elevation Models to prepare Useable Tsunami and Storm Surge Inundation Risk Maps for the Entire Coastal Region Final Report 2009

(3) 本検討における津波条件

MFDM のレポートでは、断層によって引き起こされる津波のシミュレーションを行っており、最大津波高 1m~3m と推定された。

この結果では、サイクロン時の高潮位 7m~9m よりも低いことがわかる。このことから、発電所敷地高を検討するにあたっては津波高の条件は考慮しないこととした。



## 5.11 洪水

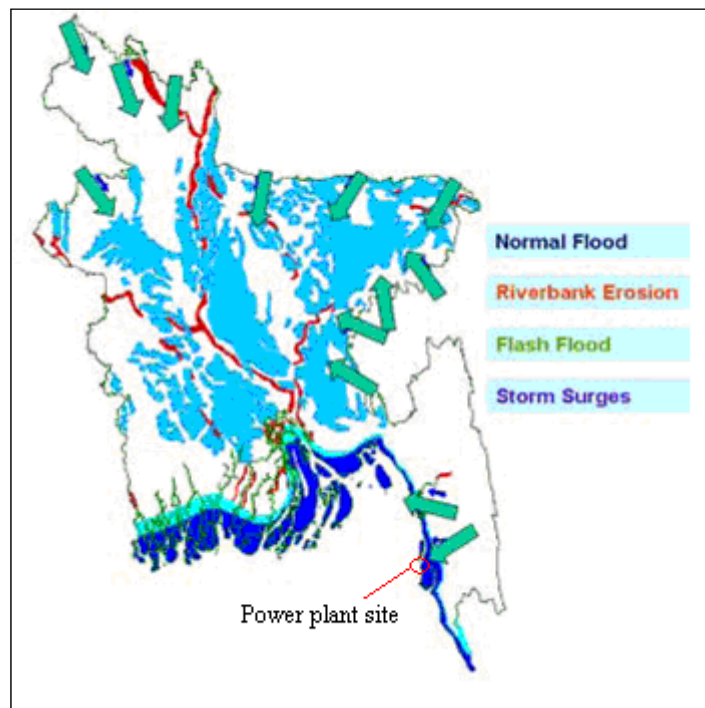
「バ」国では、4 タイプの洪水がある<sup>1</sup>（図 5.11-1）。

**通常の洪水（Normal Floods）：**Ganges 川のデルタ地帯で見られる洪水で、自然排水の能力を超える降水があった場合に、排水が間に合わなくなって発生する。さらに、主に無計画に建設された道路や違法な水域の占拠などの人的原因による、自然排水の妨害があった市街でも、この種の洪水がみられる。

**河岸侵食による洪水（Riverbank Erosion）：**「バ」国で古くからみられる最も一般的な洪水で、通常モンスーンの季節に河川に沿って発生する。極端な場合、川岸をはるかに超えるため、国土の 50～70%までが洪水にみまわれる。

**鉄砲水（Flash Floods）：**水位の極端な増減が、鉄砲水の特徴である。鉄砲水は、主に「バ」国の北部、北中部、北東部、および南東部で発生する。

**高潮による洪水（Storm Surges）：**この洪水は、Bengal 湾北部に位置する「バ」国の約 800km の海岸線で発生する。海岸線は浅く、東側に円錐形となった形状であるため、サイクロンや南西風のモンスーンによって発生する。サイトはこの高潮が発生する地域に位置している。



（出典: World Meteorological Organization, 2003）

図 5.11-1 タイプ別洪水の発生域

<sup>1</sup> World Meteorological Organization, 2003: Integrated Flood Management Case Study; BANGLADESH, FLOOD MANAGEMENT

## 第6章

### 石炭供給計画





## 第6章 石炭供給計画

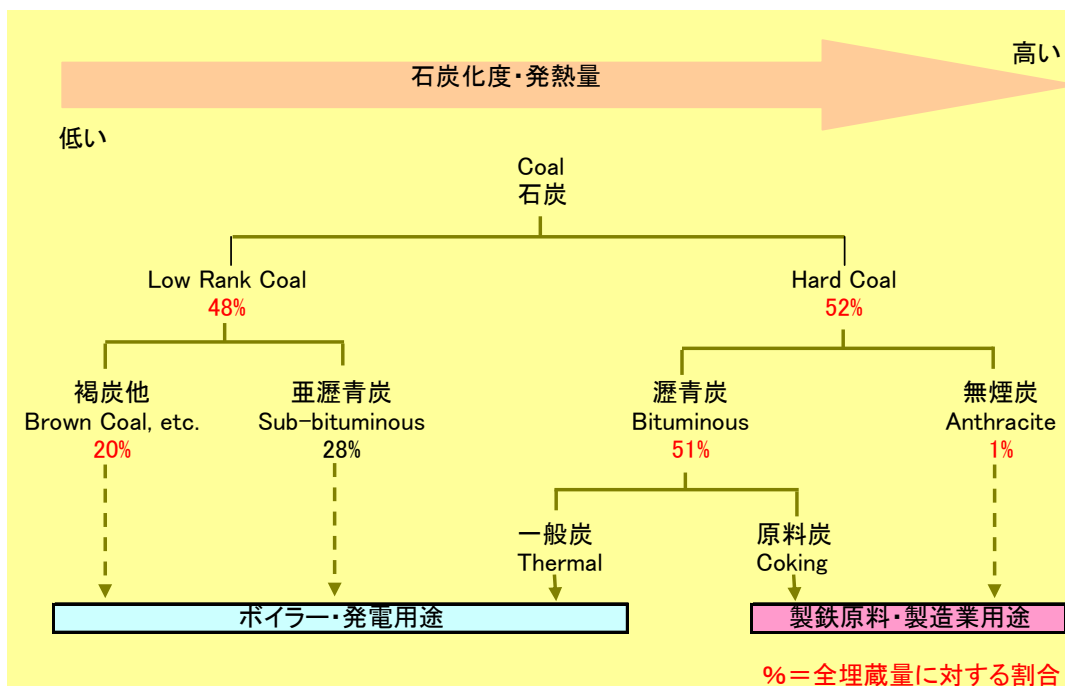
### 6.1 石炭資源量と埋蔵量

#### 6.1.1 石炭分類

石炭は図 6.1-1 に示すよう炭化度の進行により大別して3つのタイプに分けられる。それらは亜炭（ピート）や褐炭を含む Brown Coal、瀝青炭と無煙炭である。石炭化は炭素含有量が進んでいく過程であることから、Brown Coal から無煙炭に炭質は向上していく。

この石炭化度のそれぞれの中間段階として亜炭（褐炭のうちより低品位のもの）、亜瀝青炭（瀝青炭より石炭化度の劣るもの）、半無煙炭などと称されるものがある。石炭化度の進行していない若年炭は酸素含有量が高く、自然発火の可能性が高くなるため取扱に注意を要する。

また、用途に応じて大きく、製鉄製造用の原料炭と発電用途を中心とする一般炭とに分類される。



出典：JICA 調査団作成

図 6.1-1 石炭の分類

#### 6.1.2 世界の石炭確定埋蔵量

BP 統計によると、表 6.1-1 に示すように世界の石炭可採埋蔵量は 8,609 億トンであり、可採年数は 118 年となっている。石油やガスに比べ可採年数が長く、様々な地域・国に賦存してい

る点が特徴である。国別の埋蔵量では米国、ロシア、中国、オーストラリア、インドの順となっている。

表 6.1-1 世界の石炭可採埋蔵量

	(億トン)		
	無煙炭 ・瀝青炭	亜瀝青炭 ・褐炭	合計
米国	1,085	1,288	2,373
ロシア	491	1,079	1,570
中国	622	523	1,145
オーストラリア	371	393	764
インド	561	45	606
ドイツ	1	406	407
ウクライナ	154	185	339
カザフスタン	215	121	336
南アフリカ	301	-	301
コロンビア	64	4	67
カナダ	35	31	66
インドネシア	15	40	55

出典:BP Statistical Review of World Enrgy 2011

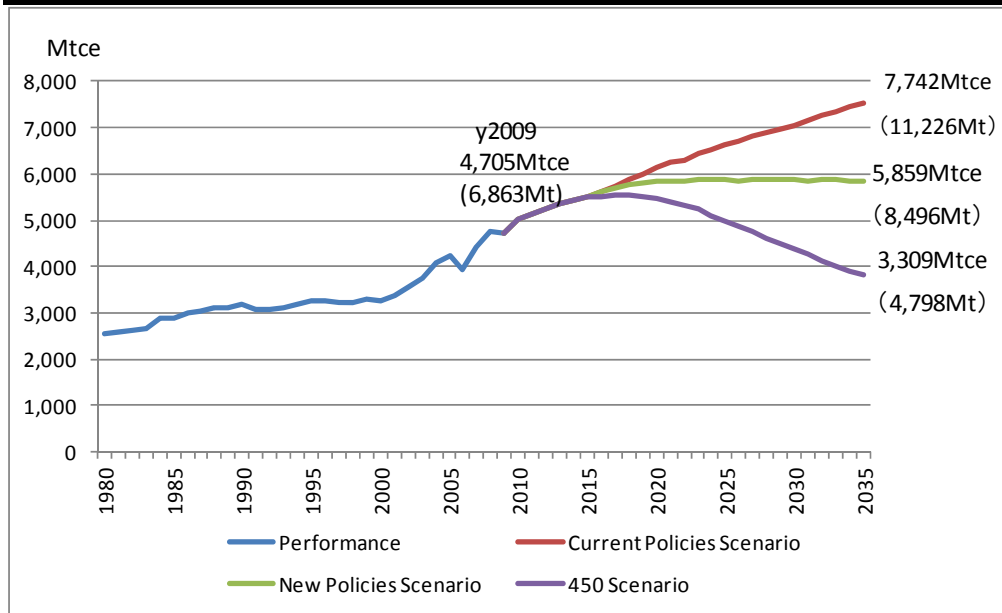
## 6.2 世界における輸入炭の需給状況

### 6.2.1 世界の石炭需要

世界の石炭需要について 2010 年までの実績と 2035 年までの IEA の予測を図 6.2-2 に示す。予測のシナリオは気候変動対策に向けての各国の取り組み方により Current Policies Scenario、New Polices Scenario、450 Scenario<sup>1</sup>の 3 通りを示している。2009 年の世界での石炭生産量は実績値として 68 億トンであるが、現政策のまま進めば石炭需要は 2035 年には 112 億トンに達する。ただ、New Polices Scenario では 85 億トン、450 Scenario では 450 Scenario と比較して 48 億トンまで石炭の使用量を下げることができると述べている。

石炭の需要は 2002 年から著しい増加傾向にあり、その結果石炭価格が上昇してきている。需要が安定している時代は石炭価格も安定していたが、近年の Non-OECD 諸国の石炭需要が急増している状況では、供給がタイトになり石炭価格が上昇、一方では価格の上昇に伴い、従来は採掘対象とならなかった石炭資源が採掘可能となり、供給が増加することとなる。従いその間の需給バランスが安定するまでは、今後とも石炭価格は上昇すると予想される。

<sup>1</sup> 450 scenario は Co2 濃度を 450ppm に以下に維持する場合のシナリオ



出典：IEA World Energy Outlook11

図 6.2-1 世界の石炭需要予測

世界の石炭消費の約9割は一般炭であり、世界の石炭需要動向と、一般炭の需要動向はほぼ同様と考えてよい。

IEAのWorld Energy Outlook 2011によると、2009年の世界の石炭需要は47億石炭換算トンであり、一次エネルギーに占める割合も27%と非常に重要な位置づけを占める燃料である。2000年から2010年（推定）の世界の石炭需要の伸びは年率4.4%であり、天然ガス需要の伸び2.7%や石油需要の伸び1.1%を遥かに凌ぐ勢いで需要が増加しており、この間の10年の一次エネルギー需要の半分弱程度を石炭が担った。石炭の主な用途は発電用途であり、石炭需要の約3分の2は発電用途で、産業用が2割程度などとなっている。発電に占める石炭の割合も半分弱程度と発電用途におけるメイン燃料となっている。

将来的な需要動向に関しては、2009年の47億石炭換算トンから現行政策シナリオでは2035年には77億石炭換算トンに年率1.9%の伸び率で増加することが見込まれている。New Policy scenario<sup>1</sup>では、2020年以降需要が横ばいとなるシナリオであるが、それでも2035年に59億石炭換算トンになるシナリオが描かれている。

地域別の需要の伸びについては、表6.2-1に示すようにOECD諸国がほぼ横ばいなのに対して、非OECD諸国、特に中国とインドの伸びが著しい。現行政策シナリオにおいては、2035年までの世界全体の石炭需要増加のうち、4分の3を中国・インドの需要の伸びで占めることになり、両国の輸入拡大が輸入炭市場に大きな影響を与えることが予想されている。

<sup>1</sup> New policy scenario は環境問題あるいはエネルギーセキュリティに取り組むために世界中の国が発表した公約・計画を考慮したシナリオであり予測ではない。

表 6.2-1 地域別・シナリオ別石炭需要

【Coal demand by region and scenario】

	(Mtce)					
	1980	2009	Current Policies Scenario		New Policies Scenario	
			2020	2035	2020	2035
<b>OECD</b>	<b>1,380</b>	<b>1,476</b>	<b>1,609</b>	<b>1,588</b>	<b>1,494</b>	<b>1,146</b>
<i>United States</i>	<i>537</i>	<i>693</i>	<i>751</i>	<i>773</i>	<i>705</i>	<i>599</i>
<i>Europe</i>	<i>663</i>	<i>415</i>	<i>431</i>	<i>400</i>	<i>383</i>	<i>264</i>
<i>Japan</i>	<i>85</i>	<i>145</i>	<i>165</i>	<i>156</i>	<i>158</i>	<i>115</i>
<b>Non-OECD</b>	<b>1,179</b>	<b>3,229</b>	<b>4,699</b>	<b>6,154</b>	<b>4,339</b>	<b>4,713</b>
<i>China</i>	<i>446</i>	<i>2,179</i>	<i>3,069</i>	<i>3,709</i>	<i>2,863</i>	<i>2,820</i>
<i>India</i>	<i>75</i>	<i>399</i>	<i>699</i>	<i>1,148</i>	<i>619</i>	<i>883</i>
<i>Russia</i>	<i>NA</i>	<i>136</i>	<i>173</i>	<i>203</i>	<i>166</i>	<i>168</i>
<b>World</b>	<b>2,560</b>	<b>4,705</b>	<b>6,308</b>	<b>7,742</b>	<b>5,833</b>	<b>5,859</b>

出典:IEA “World Energy Outlook 2011”

### 6.2.2 世界の石炭生産

BP 統計によると、2010年の世界の石炭生産量は73億トンであり、前年比6.3%の増加であった。国別の生産量では、表 6.2-2 に示すように中国が他国を圧倒する生産量となっており、世界全体の石炭生産量のうち4割以上が中国1国で生産されている。次いで米国、インド、オーストラリアとなっている。

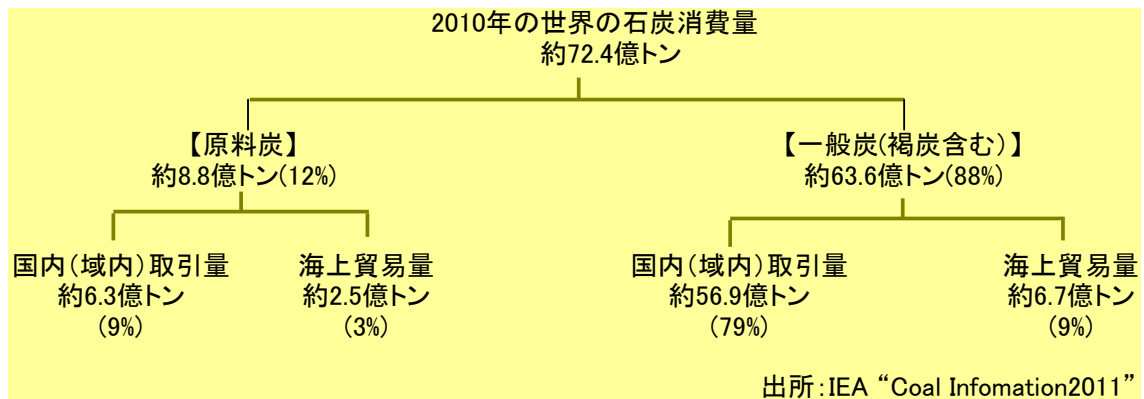
表 6.2-2 世界の石炭生産量

	(億トン)
中国	32.40
米国	9.85
インド	5.70
オーストラリア	4.24
ロシア	3.17
インドネシア	3.06
南アフリカ	2.54
ドイツ	1.82
ポーランド	1.33
カザフスタン	1.11

出典:BP Statistical Review of World Enrgy 2011

### 6.2.3 石炭の海上貿易

世界の石炭海上貿易量は、図 6.2-2 に示すように世界全体の石炭消費量のわずか1割強程度であり、石炭は生産した自国で消費するのがメインである。原料炭が消費量のうち約3割が輸出によるものであるのに対し、一般炭消費量のうち輸出はわずか1割程度である。



出典:JICA 調査団

図 6.2-2 世界の石炭消費量

#### 6.2.4 一般炭の輸出国

一般炭輸出国の上位は図 6.2-3 に示すようにインドネシア、オーストラリア、ロシアの順となっている。生産国上位の中国、米国、インドは基本的に自国消費に充てており、輸出はわずかである。中国に関しては近年純輸入国になっている。

表 6.2-3 一般炭輸出货量上位国

	(百万トン)
インドネシア	285
オーストラリア	143
ロシア	95
コロンビア	68
南アフリカ	68
カザフスタン	33
米国	23
中国	19

出典:IEA “Coal Information 2011”

#### 6.2.5 一般炭の輸入国

一般炭輸入国の上位は表 6.2-4 に示すように日本、中国、韓国、インド、台湾の順となっており、東アジア諸国が中心である。また、欧州諸国も輸入を行っている。中国に関して言えば、国内の石炭生産量のわずか4%程度を輸入しているに過ぎないが、世界の一般炭輸入国のトップを占めるに至っており、今後中国、インドの石炭需要が大幅に増加することが見込まれることから、石炭の海上貿易における中国、インドの影響は大きくなることが予想される。

表 6.2-4 一般炭輸入量上位国

(百万トン)	
日本	135
中国	129
韓国	91
インド	60
台湾	58
ドイツ	38
ロシア	23

出典:IEA “Coal Information 2011”

### 6.3 Matarbari CFPP への石炭供給可能性

「バ」国の輸入可能対象国における石炭需給予測に向けて国別石炭生産を検討した。輸入対象国は船輸送の距離並びに石炭生産可能性から 2030 年までを検討すると、インドネシア、豪州、南アフリカ、モザンビークが「バ」国への海上輸送距離から可能な産炭国と考えられる。表 6.3-1 に 2012 年での輸送運賃、海上輸送距離、日数を示す。

表 6.3-1 輸送費と航海日数

Shipping Country to Chittagong	Loading Port	Freight Rate (US\$/t)	Navigation (mile)	Navigation Days (port to port, 13 knot/hr)
Indonesia (South Sumatra)	Palembang	\$13	1,842	6
Indonesia (South Kalimantan)	Taboneo	\$14	2,268	8
Indonesia (East Kalimantan)	Bontang	\$15	2,963	9
South Africa	Richards Bay	\$18	4,979	16
Australia (NSW)	Newcastle	\$22	5,767	19
Canada (West coast)	Westshore	\$28	8,584	28
USA (West coast)	Long Beach	\$31	9,190	30
Colombia (Atlantic coast)	Puerto Bolivar	\$33	11,726	38
USA (Gulf)	New Orleans	\$38	13,223	42

出典：JICA 調査団

この他に、石炭資源を保有し、将来生産の可能性のある「バ」国の近隣国としてはミャンマー、ラオスが考えられるが、安定した輸出を期待できるまでにはまだ時間がかかると思われる。またタイは石炭を生産しているが、高硫黄分のため、国内消費も制限されている点を考慮する

と、輸出は考えられない。また中国は政策的に石炭輸入国に転じており、対象国から外している。ここでは豪州、インドネシア、南アフリカ、モザンビークについて石炭生産状況を述べる。

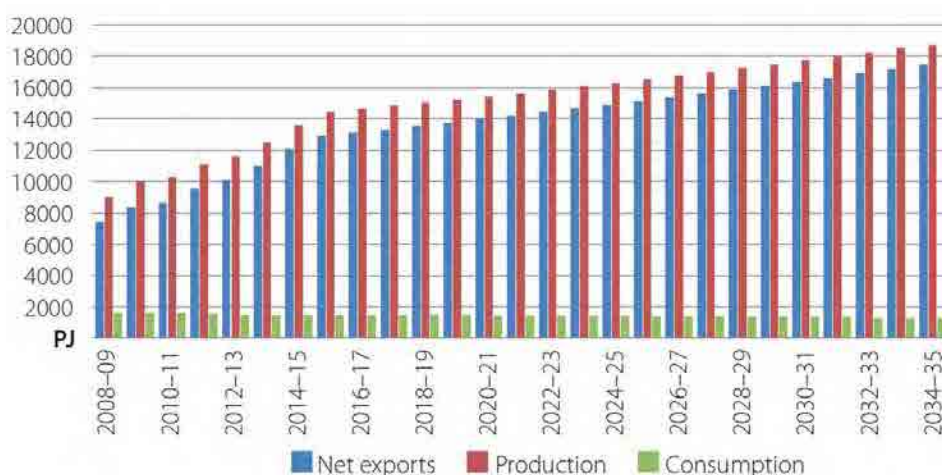
### 6.3.1 豪州

豪州連邦政府の研究機関である Bureau of Resources and Energy Economics(BREE)が 2011 年 12 月に発表した「Australian energy projections to 2034-35」によると、表 6.3-2、図 6.3-1 に示すようにブラック・コール(一般炭と原料炭を合わせた瀝青炭等)の生産量は 2008/09 年度の 3 億 t(9,004 ペタ・ジュール)から 2034/35 年度には 6 億 2,300 万 t(18,676 ペタ・ジュール)に年率 2.8%で増加すると予測されている。将来、国内の石炭需要が現在よりも減少すると予測されていることから、生産量の拡大とともに輸出量は増加することになる。ニューサウスウェールズ州とクイーンズランド州の石炭開発と石炭輸出インフラの建設が進み、石炭輸出量は 2008/09 年度の 2 億 4,700 万 t(7,411 ペタ・ジュール)から 2034/35 年度に向けて年率 3.3%で拡大を続け、輸出量(ブラック・コールのみ)は 5 億 8,100 万 t(17,415 ペタ・ジュール)に達すると予測されている。

表 6.3-2 豪州の石炭需給見通し

		2008/09		2019/20		2034/35	
		(million tons)	(PJ)	(million tons)	(PJ)	(million tons)	(PJ)
Production	Black Coal	300	(9,004)	506	(15,185)	623	(18,676)
	Brown Coal	66	(647)	66	(647)	29	(281)
		366	(9,651)	572	(15,832)	651	(18,957)
Domestic Consumption	Black Coal	53	(1,593)	49	(1,460)	42	(1,260)
	Brown Coal	66	(647)	66	(647)	29	(281)
		119	(2,240)	115	(2,107)	71	(1,541)
Exports	Black Coal	247	(7,411)	458	(13,725)	581	(17,415)
	Brown Coal	0	(0)	0	(0)	0	(0)
		247	(7,411)	458	(13,725)	581	(17,415)

出典：BERR、「Australian energy projections to 2034-35, December 2011」から JICA 調査団が作成



出典：BERR、「Australian energy projections to 2034-35, December 2011」

図 6.3-1 豪州のブラック・コールの需給見通し

2012年4月にBREEが自身のホームページ上で発表した「BREE's list of major minerals and energy projects, April 2012」には、既存炭鉱の拡張プロジェクトが46件(建設中16件)、新規開発プロジェクトが48件(同5件)、計94件(同21件)のプロジェクトがリストアップされている(表6.3-3)。

このリストに示される石炭増産プロジェクトによって2012年以降に追加可能な石炭供給能力を積み上げると、2017年に豪州は一般炭4.0億t、原料炭1.7億tの計5.7億tの石炭供給能力を新たに加えることができる(表6.3-4)。BREEは2011年の石炭生産実績(褐炭を除く製品炭)を3億4,800万tとしており、単純にこの値を追加される石炭供給能力に合計すると2017年の時点で9.2億tとなる。BREEは2019/20年の石炭生産量(褐炭を除く製品炭)を5億600万tと予測しており、「BREE's list of major minerals and energy projects, April 2012」に示された増産プロジェクトが順調に実施されれば、炭量枯渇による既存炭鉱の閉山があったとしても、十分に予測値を満たす供給能力があると考えられる。

このように石炭生産の拡大が可能であることから、2019/20年の石炭輸出見通しも十分に達成できると推察される。なお、BREEによると豪州の2011年の石炭輸出量は2億8,100万tで、その47%にあたる1億3,300万tが一般炭で、53%にあたる1億4,800万tが原料炭となっている<sup>1</sup>。この比率をあてはめると、表6.3-5に示すように一般炭輸出量は2019/20年に2億4,100万t、2034/35年に3億500万tに増大し、原料炭輸出量は2019/20年に2億1,700万t、2034/35年に2億7,500万tに増大することになる。

表 6.3-3 豪州の石炭プロジェクト数

	NSW	QLD	West Australia	Total
Expansion	25 (9)	21 (7)	0 (0)	46 (16)
New Project	8 (1)	39 (4)	1 (0)	48 (5)
Total	33 (10)	60 (11)	1 (0)	94 (21)

出典：BERR、「BREE's list of major minerals and energy projects, April 2012」から JICA 調査団が作成

<sup>1</sup> BREE ホームページ掲載情報「Resources and Energy Statistics—December Quarter 2011—Commodity Historical Data Tables」



表 6.3-4 豪州の石炭増産計画

(million tons)

		2012	2013	2014	2015	2016	2017-
NSW		12.0	33.3	23.6	15.5	14.0	44.4
	Steam Coal	9.0	20.7	16.1	15.5	3.5	41.7
	Coking Coal	3.0	12.7	7.5	0.0	10.5	2.8
QLD		13.2	54.3	146.6	72.6	18.0	120.9
	Steam Coal	3.2	19.2	101.9	70.6	5.0	92.5
	Coking Coal	10.0	35.1	44.7	2.0	13.0	28.5
West Australia		0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0
	Steam Coal	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0
	Coking Coal	-	-	-	-	-	-
Total		25.2	87.6	172.7	88.1	32.0	165.3
	Steam Coal	12.2	39.9	120.5	86.1	8.5	134.1
	Coking Coal	13.0	47.8	52.2	2.0	23.5	31.2
Cumulative Total		25.2	112.8	285.5	373.6	405.6	570.9
	Steam Coal	12.2	52.1	172.6	258.7	267.2	401.3
	Coking Coal	13.0	60.8	113.0	115.0	138.5	169.7

出典：BERR、「BREE's list of major minerals and energy projects, April 2012」から JICA 調査団が作成

表 6.3-5 豪州の炭種別石炭輸出見通し

(million tons)

		2011 Actual	2019/20	2034/35
Exports	Steam Coal	148	241	305
	Coking Coal	133	217	275
		281	458	581

注：実績値は BERR の統計に基づく。

出典：JICA 調査団作成

## 6.3.2 インドネシア

### (1) 概要

2012年9月4～5日に開催された「クリーン・コール・デー2012 石炭利用国際会議」におけるインドネシア・エネルギー・鉱物資源省鉱物石炭局(Ministry of Energy and Mineral Resources, Directorate General of Mineral and Coal)の Wibowo 氏の発表<sup>1</sup>によると、図 6.3-2 に示すように中期的には石炭生産量、輸出量ともにこれまでのような拡大を続けず、頭打ちとなることが示されている。また、2011年4月14日に中国で開催された IEA のワークショップ「Coal Market's Outlook」におけるインドネシア石炭協会(Indonesian Coal Mining Association)の Kamandanu 氏の発表<sup>2</sup>によると、図 6.3-3 に示すように長期的には石炭生産の拡大が継続されると予想されている。しかし、国内の石炭国内需要の増大が予想されることから、輸出は 2.4 億 t から 2.6 億 t

<sup>1</sup> 「Coal Policy and The New Mining Law No. 4/2009 in Indonesia」

<sup>2</sup> 「Indonesian Coal Mining Outlook」

の間で推移し、これまでのような輸出拡大が継続されないとしている。

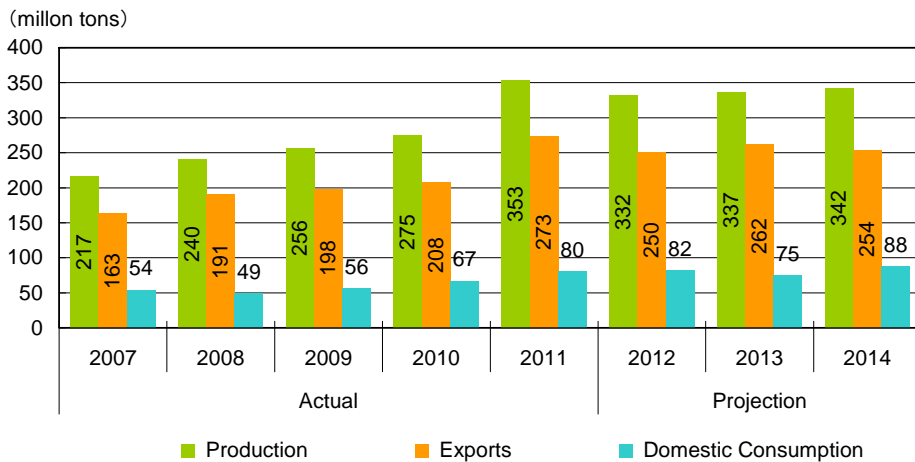
表 6.3-6 には、昨年から本年にかけて情報誌<sup>1</sup>に掲載された既存炭鉱の増産計画と新規炭鉱開発計画を集計<sup>2</sup>したもので、2012年以降2014年までに追加可能な供給能力は1.21億t（一般炭1.07億t、原料炭0.14億t）になる。図 6.3-2 に示したように中期見通しでは、2011年から2014年に向けて石炭生産量の増加が見込まれないことから、追加される1.21億tの供給能力はそのまま供給余力となる。言い換えれば、1億t程度の石炭輸出余力をもつことになる。

表 6.3-6 インドネシアの石炭増産計画

(million tons)						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017-
Total	33.8	45.0	42.0	13.5	3.0	6.0
Steam Coal	29.3	35.5	42.0	0.0	0.0	6.0
Coking Coal	4.5	9.5	0.0	13.5	3.0	0.0
Cumulative Total	33.8	78.8	120.8	134.3	137.3	143.3
Steam Coal	29.3	64.8	106.8	106.8	106.8	112.8
Coking Coal	4.5	14.0	14.0	27.5	30.5	30.5

注：インドネシアの全ての既存炭鉱の増産計画と新規炭鉱開発計画を網羅したものではない。

出典：JICA 調査団が作成



	Actual					Projection		
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Production	217	240	256	275	353	332	337	342
Exports	163	191	198	208	273	250	262	254
Domestic Consumption	54	49	56	67	80	82	75	88

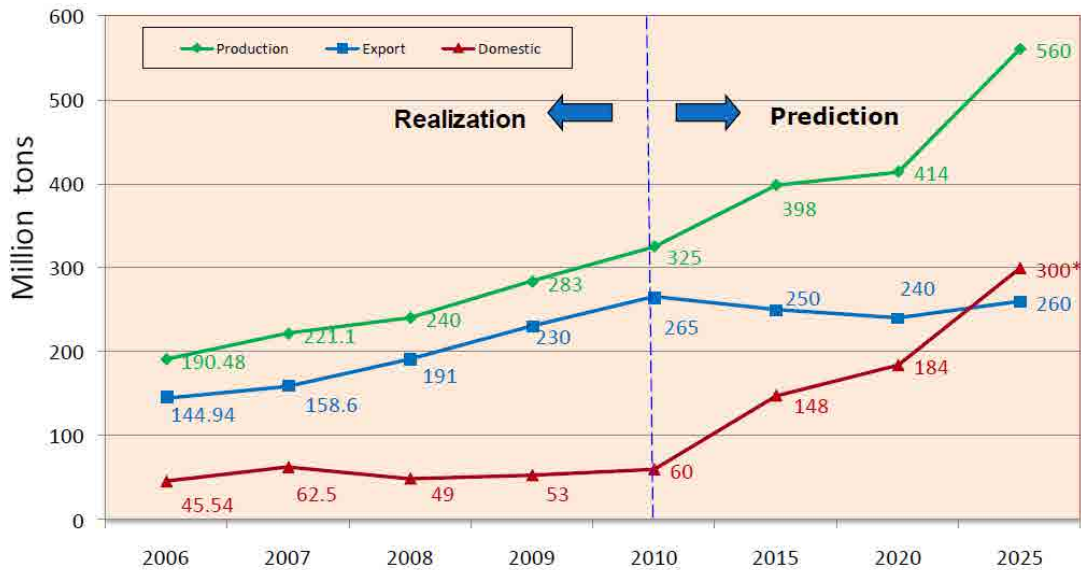
出典：2012年9月4日、クリーン・コール・デー2012 石炭利用国際会議講演資料から JICA 調査団作成

図 6.3-2 インドネシアの中期石炭需給見通し

<sup>1</sup> TEX レポート(株式会社テックスレポート発行)

<sup>2</sup> インドネシアの全ての増産計画・新規開発計画を網羅したものではない。

THE DEVELOPMENT OF COAL PRODUCTION, EXPORT AND DOMESTIC  
 SALES, AND ESTIMATION UP TO 2025  
 (based on the existing infrastructure capability)



Note:  
 \*Calculated based on Government target on Primary Energy Mix (Pres. Decree No.5 /2006)

10

出典：2011年4月14日、IEA ワークショップ「Coal Market's Outlook」の講演資料

図 6.3-3 インドネシアの長期石炭需給見通し

なお、石炭輸出見通しの内訳であるが、インドネシアでは国内向けの原料炭需要が少なく、追加される原料炭供給能力が全て輸出に向けられると想定される。したがって、2000年代においてインドネシアは100万tから200万t程度の原料炭を輸出<sup>1</sup>していたが、2015年にはこれを2,000万t程度にまで拡大することが可能となる。追加される原料炭の供給能力が全量輸出に向けられるとすると、長期石炭需給見通し(図 6.3-3)に沿った炭種別の石炭輸出見通しは表 6.3-7に示すようになる。

表 6.3-7 インドネシアの炭種別石炭輸出見通し

(million tons)

		2011 Actual	2015	2020	2025
Exports	Steam Coal	272	230	220	240
	Coking Coal	1	20	20	20
		273	250	240	260

注：実績値は図 2-49 に基づく。

出典：JICA 調査団作成

<sup>1</sup> IEA、「Coal Information 2012」

## (2) 政策上の課題

インドネシア政府は、2009年法律第4号「新鉱物石炭鉱業法」を2009年12月末に施行したことに伴い、2010年以降に予想されるインドネシア国内向け石炭需要（発電、セメント用など、2009年は6,800万トン）の増加に対処するため、石炭の国内供給を優先するDMO（Domestic Market Obligation、国内供給義務）を導入する政策を打ち出した。このDMOは、生産者に対して国内市場に石炭の優先供給を義務付け、石炭輸出の無制限な増加を抑制するものである。

DMOは、石炭需要者の予想に基づき国内需要を決め、石炭生産量から国内石炭販売最低比率を決定し、石炭企業に割り当てられる。従来の最大25%から一律25%として適用する。DMOは四半期ごとに確認され、年間で国内石炭販売最低比率が達成されない場合は罰則が科せられる。なお、DMOは、既にインドネシアの石油・ガス生産会社に対して国内市場割当量を、生産量の25%として義務づけており、石炭にも適用するものである。

この新鉱物石炭法では鉱物資源へ付加価値を付けることが明記されており、その一環として石炭分野では低品位炭の輸出制限が浮上している。これは「低品位炭は改質などの石炭に対する加工を行わなければ輸出出来ない」というもので、低品位炭を輸入している中国やインド並びに低品位炭の需要増加により潤ってきた中小炭鉱にとってもその影響は大きい。現在低品位炭の発熱量、例えば5,100kcal/kg、5,500kcal/kgとかをどこで線引きするかが課題となっている。一方、商業ベースでの改質炭製造が順調とは言い難い現状で、はたしてこの法案がどの位具体化されるかは疑問視されている。

将来低品位炭の改質技術が商業化されたとしても、石炭に関して、低品位炭の埋蔵量がある限り、発熱量価格によりほかの国との競争となるだけで、供給問題は起こさない。問題は燃料価格が高くなることにあるが、我々の事前検討では燃料価格は燃焼効率を加味しても10%程度以内に落ち着くと思われる。

## (3) 非合法炭鉱

カリマンタン島、スマトラ島には非合法炭鉱が多くある。非合法炭鉱には多くの環境破壊、不安全行為等がある。インドネシア政府もまた規制を強化してきている。非合法炭鉱からの安い石炭を買っている石炭バイヤーがいるのが問題である。これを回避するために、非合法炭鉱からの石炭購入を禁止する項目を石炭購入契約に入れることが必要である。

### 6.3.3 南アフリカ

南アフリカとモザンビークについては、これまでに示したような政府機関等が発表した石炭需給見通しに類するものがなく、情報誌に掲載された既存炭鉱の増産計画と新規炭鉱開発計画から追加可能な石炭供給能力を求め、その値から輸出可能な石炭の量を類推する。

まず、南アフリカであるが、昨年から本年にかけて情報誌<sup>1</sup>に掲載された6件の新規炭鉱開発計画を集計<sup>2</sup>したものを表6.3-8に示す。2012年以降、2015年までに追加可能な供給能力は、3,600万t(一般炭1,800万t、原料炭1,800万t)になる。2011年の石炭生産量が2億5,300万t<sup>3</sup>であることから、2015年には閉山等による減産がないものとする。供給能力は2.9億t程度にまで拡大する。追加される石炭供給能力のうち、原料炭については全量輸出に向けられ、一般炭については8割が輸出に向けられるとする。ただし、2014年に追加される一般炭の供給能力1,000万tは国内向けであることから、除外する。表6.3-9にはこの想定に基づいた石炭輸出量の見通しを示す。

表 6.3-8 南アフリカの石炭増産計画

(million tons)

		2012	2013	2014	2015
Total		0.8	6.2	12.1	0.0
	Steam Coal	0.8	5.2	12.1	0.0
	Coking Coal	0.0	1.0	0.0	0.0
Cumulative Total		0.8	6.9	19.0	19.0
	Steam Coal	0.8	5.9	18.0	18.0
	Coking Coal	0.0	1.0	1.0	1.0

注：南アフリカの全ての既存炭鉱の増産計画と新規炭鉱開発計画を網羅したものではない。

出典：JICA 調査団

表 6.3-9 南アフリカの炭種別石炭輸出見通し

(million tons)

		Actual					Projection			
		2007	2008	2009	2010	2011*	2012	2013	2014	2015
Exports	Steam Coal	66.1	56.6	51.4	65.6	71.6	72.2	76.3	78.0	78.0
	Coking Coal	0.9	1.3	0.6	0.8	0.2	0.2	1.2	1.2	1.2
		67.0	57.9	52.0	66.4	71.7	72.3	77.4	79.1	79.1

注：実績値はIEA、「Coal Information 2012」に基づき、2011年は見込み値。

出典：JICA 調査団

#### 6.3.4 モザンビーク

次に、モザンビークであるが、昨年から本年にかけて情報誌<sup>4</sup>に掲載された5件の新規炭鉱開発計画を集計<sup>5</sup>したものを表6.3-10に示す。2012年以降、2015年までに追加可能な供給能力は、4,400万t(一般炭1,400万t、原料炭3,000万t)になる。2011年の石炭生産量がIEA発行の「Coal Information 2012」では10万tに満たないことから、2015年には追加可能な供給能力4,400万tはそのまま生産可能な量となる。追加される石炭供給能力のうち、原料炭については全量輸出に向けられ、一般炭については7割が輸出に向けられると想定すると、石炭輸出量の見通しは

<sup>1</sup> TEX レポート(株式会社テックスレポート発行)

<sup>2</sup> 南アフリカの全ての増産計画・新規開発計画を網羅したものではない。

<sup>3</sup> IEA、「Coal Information 2012」

<sup>4</sup> TEX レポート(株式会社テックスレポート発行、<http://www.texreport.co.jp/xenglish/index.html>)

<sup>5</sup> モザンビークの全ての増産計画・新規開発計画を網羅したものではない。

表 6.3-11 に示すようになる。

表 6.3-10 モザンビークの石炭増産計画

		(million tons)			
		2012	2013	2014	2015
Total		6.3	10.5	17.4	9.6
	Steam Coal	1.9	3.1	3.4	5.2
	Coking Coal	4.3	7.5	13.9	4.4
Cumulative Total		6.3	16.8	34.1	43.7
	Steam Coal	1.9	5.0	8.4	13.6
	Coking Coal	4.3	11.8	25.7	30.1

注：モザンビークの全ての既存炭鉱の増産計画と新規炭鉱開発計画を網羅したものではない。

出典：JICA 調査団

表 6.3-11 モザンビークの炭種別石炭輸出見通し

		Actual					Projection			
		2007	2008	2009	2010	2011*	2012	2013	2014	2015
Exports	Steam Coal	0.02	0.03	0.03	0.03	0.01	1.3	3.5	5.9	9.5
	Coking Coal	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.3	11.8	25.7	30.1
		0.02	0.03	0.03	0.03	0.01	5.7	15.3	31.6	39.7

注：実績値は IEA、「Coal Information 2012」に基づき、2011 年は見込み値。

出典：JICA 調査団

## 6.4 Matarbari CFPP への石炭供給計画

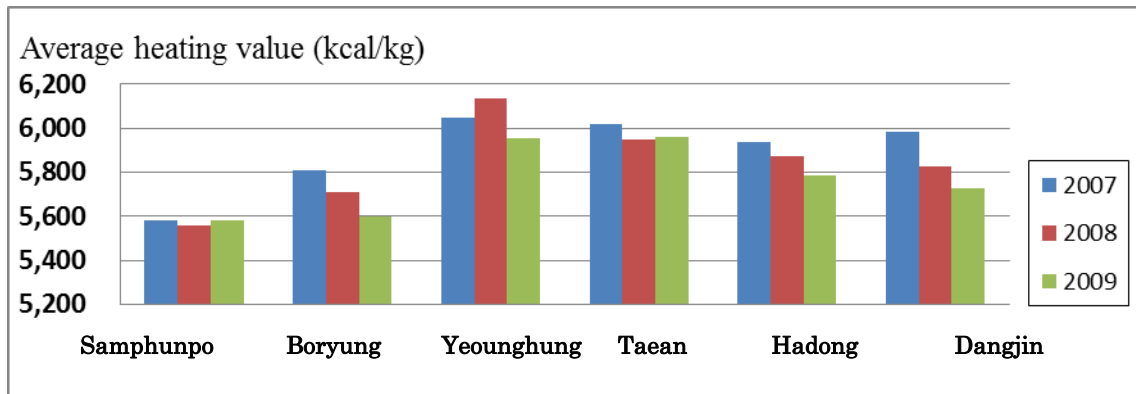
### 6.4.1 輸入炭の発熱量と輸入炭の概要

#### (1) 発熱量の決定

「バ」国が将来安定して輸入可能な石炭を検討する場合の基本条件は発熱量であるので、発熱量を検討する場合、下記の状況を考慮した。

- 高品位に属する平均 6,000kcal/kg 以上の石炭は日本を含む先進国で需要が決まっているため、「バ」国の新規参入は困難である。
- ボイラー設計上、発熱量が高いほうが投資額は安価、燃焼効率も良いが、将来の供給問題から輸入炭の発熱量が設計仕様を下回った場合、運転に大きな問題を起こす。一方発熱量が設計仕様以上の場合問題は軽微である。
- 図 6.4-1 に韓国の発電所の例を示す様に現在、既存発電所の使用石炭も供給確保の点から発熱量が下がる傾向にある。特にアジアの発展途上国、例えばベトナム、タイ、ミャンマー等石炭火力発電所の建設計画が著しい点を考慮すると発電用石炭の低品位化傾向は更に強まると推測する。

以上の状況から、日本の石炭輸入会社からのヒヤリング、現地調査を通して 4,200kcal/kg ~5,200kcal/kg が発熱量の検討範囲とし、平均 4,700Kcal/kg が妥当と判断した。またこの発熱量での需要量として 600Mw x 2 基に必要な石炭量 350 万トン、最大 400 万トンとしても、長期安定供給量として十分であることも確認している。また設計炭の詳細については後述する。



出典：APEC2010 にて KOSEP の発表

図 6.4-1 韓国石炭火力における低品位石炭の利用実績

(2) 設計炭の石炭品質

この調査の結果、インドネシアが Matarbari CFPP の主要な輸入石炭にあるであろうし、総輸入炭量の 70% はインドネシアからになるだろう。残りは豪州、南アフリカとなり、将来はモザンビークが加わることになるだろう。これらの石炭の概要は下記の通りである。

(a) インドネシア炭

- ・低灰分(2-15%)だが全水分の幅が 11% ~40% と大きい。
- ・硫黄分は 1% 以下の石炭が多いが、発熱量は高いが高硫黄分の石炭もある。
- ・水分が多くなると自然発火が問題となるので、自然発火性のチェックと貯炭場での貯炭期間の調整が必要となる。
- ・品質管理の面ではまだ十分ではないので、特に中小規模の炭鉱からの石炭は注意が必要である。

(b) 豪州炭

- ・全般的には安定した石炭品質を持っており、山元での石炭品質維持管理が徹底している。
- ・スポット的に高品位の石炭が市場に出る場合もあるので、ブレンド用として使用可能。

(c) 南アフリカ、モザンビーク炭

- ・南アフリカ炭は高品質炭で豪州炭の様なブレンド用炭に使用できる。
- ・モザンビーク炭も近い将来は期待できるが、港湾設備、経済インフラ状況が課題となる。

6.4.2 設計炭の石炭品質

(1) 設計炭の候補

6.4.1 での輸入炭の発熱量に基づき、Matarbari CFPP に長期間安定供給可能な候補炭の石炭品質の主要要素は表 6.4-1 に示す。表中の青で塗られた石炭データは単味で使用され、黄色で塗られた石炭データはブレンドして使用される。

**表 6.4-1 設計炭の候補**

No	Country	Sample No.	total moisture (AR)	Inherent moisture (AD)	Ash (AD)	Sulfur (AD)	GAR (Kcal/kg)
1	South Africa	18	9.0	4.1	15.6	0.82	6,010
2	Indonesia	9	19.0	11.5	8.0	1.00	5,860
3	Australia	13	12.5	7.0	11.5	0.40	5,830
4	Australia	16	17.0	8.0	9.5	0.60	5,800
5	Australia	15	10.5	3.5	21.0	1.00	5,750
6	Indonesia	8	19.0	14.0	5.2	1.60	5,630
7	Australia	14	10.0	2.5	22.0	0.60	5,630
8	South Africa	19	8.0	3.5	23.1	0.74	5,400
9	Indonesia	10	26.0	15.5	7.0	1.00	5,200
10	Indonesia	1	26.0	12.0	6.0	0.60	5,100
11	Indonesia	6	26.0	18.0	4.5	0.99	4,960
12	Indonesia	4	31.0	16.0	6.0	1.00	4,600
13	Indonesia	11	35.0	15.0	6.0	0.80	4,440
14	Indonesia	2	38.0	25.0	7.0	0.60	4,200
15	Indonesia	5	35.0	22.0	4.5	0.10	4,200
16	Indonesia	25	35.0	22.0	3.5	0.10	4,200
17	Indonesia	26	35.0	21.0	4.0	0.15	4,200
18	Indonesia	28	34.0	18.4	7.0	0.60	4,140
19	Indonesia	24	38.0	25.0	3.0	0.15	4,100
20	Indonesia	3	40.0	27.0	2.0	0.15	4,000
21	Indonesia	12	39.0	14.1	4.9	0.13	3,800

出典：JICA 調査団

(2) 単味銘柄の概要

Matarbari CFPP 向けの一銘柄の石炭として使用される単味銘柄の概要は表 6.4-2 に示される。



表 6.4-2 単味銘柄の概要

Country	Total moisture (Ar.%)	Inherent moisture (Ad.%)	Ash (Ad.%)	Sulfur (Ad.%)	GAR (Ar.%)
Indonesia	26.0 - 38	12 - 25	3.5 - 7.0	0.1 - 1.0	4,200-5,200

出典：JICA 調査団

### (3) ブレンド用炭の概要

単味銘柄の石炭を確保するのが難しい場合、安定燃焼、ボイラー効率の維持、燃料費の削減にブレンド炭が必要となってくる。ブレンド炭では豪州炭と南アフリカ炭の高品位炭とインドネシア炭の低発熱量炭が検討された。それらは表 6.4-1 の黄色で塗られた石炭を示す。この場合、ブレンド後の発熱量は石炭品質の変動を考慮して 4,500kcal/kg～4,900kcal/kg を目標とし、表 6.4-3 はブレンド炭の石炭品質を示す。

表 6.4-3 ブレンド用炭の概要

Country	Total moisture (Ar.%)	Inherent moisture (Ad.%)	Ash (Ad.%)	Sulfur (Ad.%)	GAR (Ar.%)
Indonesia	18.3 - 33.7	10.2 - 23.1	3.0 - 15.1	0.23 - 1.0	4,500-4,900
Australia					
South Africa					

出典：JICA 調査団

### 6.4.3 石炭供給調査

主な石炭供給者としての豪州、インドネシアにて、前項で述べた石炭候補の中から抽出し、現地調査した結果を述べる。

#### (1) 豪州

豪州は NSW にある Moolarben 炭鉱、Tarrawonga 炭鉱及びニューカッスル港の 2 つの石炭積み出し港を調査した。この項では上記炭鉱について述べる。

#### (a) Moolarben 炭鉱

##### a) 概要

- 炭鉱の位置は、The Western Coalfields of NSW にある、Mudgee の北、約 40km。
- 現在、露天掘り採掘方式(Open Cut)にて採炭を実施しており、今後は、坑内採掘方式(Under Ground)でも採炭を実施する予定。
- 採炭された石炭は、すべて輸出用、炭鉱からは、鉄道輸送により New Castle に運搬している。

b) 地質と賦存量

- ・炭層は、Ulan seam で層厚 6m ～13m で存在している。
- ・石炭に関する地質性状は、C--marker と呼んでいる層を境にして上層、下層に分かれる。
  - 上層：(6.0～7.5m)を Open Cut で採炭している。
  - 下層：(5.0～6.0m)を Under Ground で採炭する計画(2014)である。
- ・採炭された石炭は、全て選炭しており、Ash 分を 15%程度に低下させている。
- ・Moolarben 炭坑の石炭の総賦存量は、1,183.2Mt と推定している。
- ・平均剝土比は 1:2.2、現在採掘現場では 1:3.6 で採掘コストの安い条件である。剝土比が少ないのになぜ下層を坑内掘りで採掘する理由は採掘認可条件に環境保全の項目があり、坑内掘りをやらざるを得ないとのこと。

c) 選炭工場と石炭品質

- ・公称能力は 1,800t/h。1 段と 2 段選炭工程を使用し、重液サイクロンとスパイラルコンセントレーター、浮選を使用。選炭後の精炭は灰分 15%で中間産物の灰分は 20%。ユーザーの仕様により混炭して出荷している。
- ・公称 1,800t/h だが、ROM (原炭)の性状により Reject の量が多い場合は処理能力が落ちる。調査時は酸化炭を処理していたので、800t/h 程度であった。
- ・選炭設備、品質管理に問題はない。

d) 生産能力

- ・最大計画採炭容量：露天掘り採掘方式(Open Cut) 12Mt/年  
 坑内採掘方式(Under Ground) 4,2Mt/年
- ・表 6.4-4 に生産実績を示す。

表 6.4-4 生産実績

Projection Summary					
Year	Waste Bcm	ROM Coal(t)	SR	Saleable	Recovery
CY2009	899,142				
CY2010	9,272,911	4,906,537	1.89	3,377,368	68.8%
CY2011	15,450,282	7,007,334	2.20	5,011,087	70.4%
CY2012	12,277,292	5,583,666	2.20	3,851,932	70.0%
Project to Date	37,899,627	17,497,537	2.17	12,240,387	70.0%

出典：Moolarben 炭鉱

e) 積み出し港

- ・NCIG(Newcastle Coal International Group)および PWCS(Port Waratah Coal Services Limited)を経由して輸出され、現在は、NCIG からの出荷量が多いが PWCS も使用し共に主要なポートと位置づけている。
- ・2012 年の港の使用実績；NCIG→5.2Mt/年、PWCS→0.6Mt/年

- ・ NCIG は、今後 66Mt/年に拡張する計画を持っており、その時点で、NCIG で 8.3Mtpa に増加することを希望している。
- ・ PWCS からは 3.5Mt/年を割付けを得た、T4 の拡張時にも増やしていき、将来的には、2つのポートから合計 12Mt/年に増加させる計画である。

f) 契約期間

ここでの邦人商社の役割はバイヤーの紹介が主任務で、石炭販売認可、運搬、船積みまでには時間がかかる場合もあるので、石炭調達契約には余裕をみて 12 か月位が必要と思われる。

(b) Tarrawonga 炭鉱 (Whiteheven Coal)

a) 概要

- ・ Whiteheven Coal 社は、ニューサウスウェールズ州の北西部の the Gunnedah Basin における 1999 年 2 月設立の石炭生産会社である
- ・ 現在、この地域で露天掘り採掘方式(Open Cut)により 4 つの鉱山を操業している。それらは① Rocglen、②Sunnyside、③Tarrawonga、④Narrabri。今回はこの中の Tarrawonga 炭鉱を調査した。
- ・ Whiteheven における石炭の総賦存量は、1,771.5 Mt。
- ・ 市場で取引できる石炭の埋蔵炭量は、426.1 Mt。
- ・ 平均剥土比は Tarrawonga が 10:1 程度と高いが、その他は 4:1~6:1 程度
- ・ Whiteheven Coal 社の保有財産は、New South Wales 州の Gunnedah、Werris、Ashford 石炭盆地において、約 427km<sup>2</sup> 持つ。

b) Tarrawonga 炭鉱

- ・ 2006 年 9 月から採炭開始、出炭の 85% がセミソフトでコークス用、残りを一般炭として出荷。販売精炭歩留りは 95%。
- ・ 2009 年の石炭出荷量は 2.8Mt/年、従業員は約 250 人を雇用している。
- ・ 石炭の選炭設備(CHPP ; Coal Handling and Preparation Plant)および鉄道への積み込み設備を有している。
- ・ ニューカースル港では、現在新しい石炭輸出ターミナルを開発している NCIG の 11% 権利を持っている。

c) 地質と賦存量

- ・ 石炭の総賦存量： 露天掘り 89.7Mt、坑内掘り 39.5Mt
- ・ 採炭の最短期間： 20 年程度を見込んでいる。
- ・ 剥土比率は 10:1 と高く、石炭の採炭に苦勞している様子が感じ取れたが、良質の石炭と 95% が販売できるので、その分生産コスト、輸送コストをカバーしてきている。

d) 選炭および出荷量

- ・選炭設備は①Rocglen、②Sunnyside、③Tarrowonga の 3 カ所から原炭を集積し選炭、能力は 500t/h、選炭プロセスは重液サイクロン(1.2m 径)、スパイラルコンセントレーター。原炭は 14% Ash, 20～22%Ash で選別性の良い石炭で、選炭工場はコンパクトで保全効率良く設計されている。歩留りは 70%。
- ・精炭は 5.5% Ash (6800Kcal/kg GAR), 12.5%Ash(6,200Kcal/kg GAR)を産出、あと原炭をブレンドしてユーザの石炭仕様に調整している。また原炭でも 22%Ash で 5,100kcal/kg あるので、Matarbari CFPP 用にも使用できる。
- ・それぞれの炭鉱からこの選炭工場までの距離はそれぞれ 34km、15km、45km である。

e) 積み出し港

Whiteheven Coal 社はニューキャッスル港にある NCIG の 11%の株を保有し、75t x 82 車のワゴンで 8～10 時間かけて NGIG まで自分の石炭を運んでいる。

f) 契約期間

Moolarben 炭鉱と同様。

(2) インドネシア

インドネシアは大手炭鉱として東カリマンタン島にある KIDECO 炭鉱、BRAU 炭鉱、典型的な中規模新規炭鉱としてスマトラ島にある MME 炭鉱を調査した。

(a) KIDECO (キデコ) 炭鉱

a) 概要

- ・ KIDECO 社は、1982 年に設立された石炭生産会社である。
- ・年間出炭量は、2010 年で 35 百万 t、これまでの累計出炭量は 200 百万 t。
- ・ CCoW(インドネシア炭鉱の契約形態の一つ)

関係者：1982 年に Kideco とインドネシア政府間で契約

期間：商業生産から 30 年間（1993 年～2023 年）

ロイヤリティ：FOB 価格の 13.4%

法人税：利益の 45%

- ・インドネシア、インド、中国、日本および朝鮮を含む 16 か国以上に石炭を供給している。
- ・主な輸出国は、中国(40%)、インド(30%)、日本、韓国、フィリピン、タイなど。
- ・資源量は 13.76 億トン、可採埋蔵量は 6.51 億トン

b) KIDECO の石炭の特徴

KIDECO の瀝青炭は、他の瀝青炭と比較して、硫黄分は 0.1%、灰分は 2.5%程度ともに低く、環境にやさしいエネルギー源として注目されている。表 6.4-5 に生産状況等を示している。

---

表 6.4-5 各ピットの生産量、埋蔵量と生産状況

炭鉱	生産量(万 t)	CV(GAR)	剥土比	生産開始	賦損量(万 t)
Roto-North	250	5,400	7.0:1	1993	2,020
Roto-Middle	300	4,300		2004	3,840
Roto-South	1,600	4,900	7.2:1	1997	18,920
SM	900	4,200	4.3:1	2008	34,210
SSB	80			2009	1,900
Total	3,100				

出典：KIDECO

KIDECO の代表的な石炭の性状は、表 6.4-6 に示す。

表 6.4-6 石炭性状

Parameter	Roto	SM
Total Moisture(ARB)	27%	35%
Volatile Matter	42%	40%
Ash	2.5%	3.5%
Total Sulfur	0.1%	0.1%
Nitrogen	0.8%	0.8%
Calorific value (GAR)	4800kcal/kg	4200kcal/kg

出典：KIDECO

c) 石炭輸送について

【TMCA】（バージ積み込みターミナル）

- ・トレーラーで運搬されてきた石炭は、3つの Loading 設備(コンベア式)によりバージ船積み替える。バージ船の容量は、8,000D DWT~12,000 DWT である。

【TMCA~沖積み地点(Adang 湾)】

- ・TMCA のストックパイルの容量は 700,000tM。
- ・バージ船への積込設備は 90,000t/Day、32Mt/year の能力を持つ。
- ・KIDECO の積込設備(TMCA)から 58km 離れている Adang 湾までバージ船で運搬する。バージ船は 7~8 時間程度である。

【Adang 湾】

- ・Floating Loading Facility(FLF) ×2 基：3 万 t/Day
- ・Conventional Floating Crane(FC) ×2 基：1.2 万 t/Day
- ・Adang 湾はバージからの積込を対象とする船のサイズは 100,000 DWT~150,000 DWT、パナマ

ックス～ケーブルサイズまで可能。

d) 契約期間

- ・契約のための事前協議を始めるのは約 1 年前からが望ましい。

e) その他

- ・自然発火性として貯炭場に置いたら 1.5 ヶ月で発火する可能性があると言われている。

(b) BERAU（ブラウ）炭鉱

a) BERAU 炭鉱の概要

- ・Berau 炭鉱は 1994 年から生産を開始した。
- ・炭鉱の許可範囲は、1,200 km<sup>2</sup> であり、東カリマンタン島の北部、州都のサマリダおよそ 300km に位置する。
- ・Kelai 鉱山は、2～6mの石炭層が約 10km に及んでおり、推定埋蔵量は、10 億 t と推測。
- ・Lati 鉱山、Gurimbang 鉱山は、0.5m～6m の石炭層が確認されている。
- ・年間出炭量は、2011 年で 20 百万 t、

b) 石炭性状と出荷量

Berau の代表的な石炭の性状は、表 6.4-7 に示す。

表 6.4-7 石炭性状と生産量

Parameter	Lati	Binuang Blok 5 & 6	Binuang Blok 7	Sambarata Blok A	Birang
Calorific Value (adb) (kcal/kg)	5,400	5,900	5,559	6,000	5,550
Total Sulfur (adb)	1	0.6	0.7	0.7	0.99
Ash Content (adb)	5	5	4.3	5	4.43
Total Moisture (ar)	26	18	22.5	15	18

出典：Berau 炭鉱

今後、Berau 炭鉱は 5 年間で合計生産量を 2010 年の 1,700 万トンから 3,000 万トンの増産計画を持っている。

c) 石炭輸送について

【破碎プラント ～バージ船積込基地】

- ・バージ船に積込は、Sambarata、Suaran、それぞれの炭鉱にストックパイルがあり、ベルトコンベアによって積み込まれる。

- ・貯炭容量は、Sambarata→80,000t、Sambarata→75,000t、Suaran →20,000t である。
- ・コンベア能力→5,000t/h、60,000t/day、バージ船の積載量は、5,000t～7,500t
- ・積込地から沖合の積み込み場所までの距離、Lati 港→74km、Sambarata 港→98km、Suaran 港→50km。

【沖積み地点(Sulawesi 湾)】

- ・沖積みは、スラウェシ湾の Muara Pantai という場所、3つの炭鉱からバージ船によって運搬され、沖合の Loading 設備によって船へ積み込まれる。
- ・バージ船による、沖合の積み込み場所までは、約 85km で、所要の運搬時間は、20～24 時間程度である。
- ・石炭の積み込み方式は、船のクレーンを使用してバージ船から直接積み込まれる。積み込み能力→12,000t/day

d) 契約期間

- ・契約交渉の事前協議は遅くとも 1 年前から始めることが望ましい。また、契約期間は一般的に 1 年～3 年。

e) その他

- ・自然発火の可能性がある。

(c) MME 炭鉱(Manabang Muara Enim)

a) 炭鉱概要

MME 炭鉱は 2010 年に操業を開始した炭鉱で、Palembang より車で 5 時間程に位置し、PTBA 社のタンジェンエニム炭鉱に隣接している。従業員は MME 社が 100 人、コントラクターが 200 人。石炭積み出し港は Lampung。

b) 石炭性状と出炭量

可採埋蔵量 140 million t、採掘状況は剥土比 1:3 で採掘コストの安い、将来有望な炭鉱である。表 6.4-8 に主な石炭品質を示し、表 6.4-9 に生産量を示す。

表 6.4-8 石炭品質

Parameter		Av. of Seam A to F
Total Moisture(AR)		30.3 %
Volatile Matter(AD)		38.0 %
Ash(AD)		9.0 %
Total Sulfer(D)		0.8
Calorific value	(AD)	5,800 kcal/kg
	(GAR)	4,750 kcal/kg
	(NAR)	4,350 kcal/kg

出典：MME coal mine

表 6.4-9 石炭の計画生産量

2010(Actual)	2012(Actual)	2012(Forecast)	2012(Forecast)	2012(Forecast)
260	850	1,500	2,500	3,500

出典：MME coal mine

c) 石炭輸送

MME 炭鉱からトラック輸送で新規に開通した石炭運搬道路及び新設した Jetty (Bangka Strait, loading rate:8,000t/d) から Lampung にある B. Panjang Port にバージ輸送。

d) 契約条件

2012 年はすでに 60%の契約済み、残りはスポット契約としている。前金支払を前提としているが、選択された客先には LC も可能。

e) 契約期間

契約交渉の事前協議は遅くとも 1 年前から始めることが望ましい。特に長期契約の場合はできるだけ早めの協議が望ましい。契約期間は一般的に 1 年～ 3 年だが、更に長期の契約も可能。

f) その他

新規中規模炭鉱ではあるが、採掘条件、採掘計画もしっかりしており、また経済インフラも整っていることから将来の長期契約による安定生産の点から有望な炭鉱である。



#### 6.4.4 石炭価格

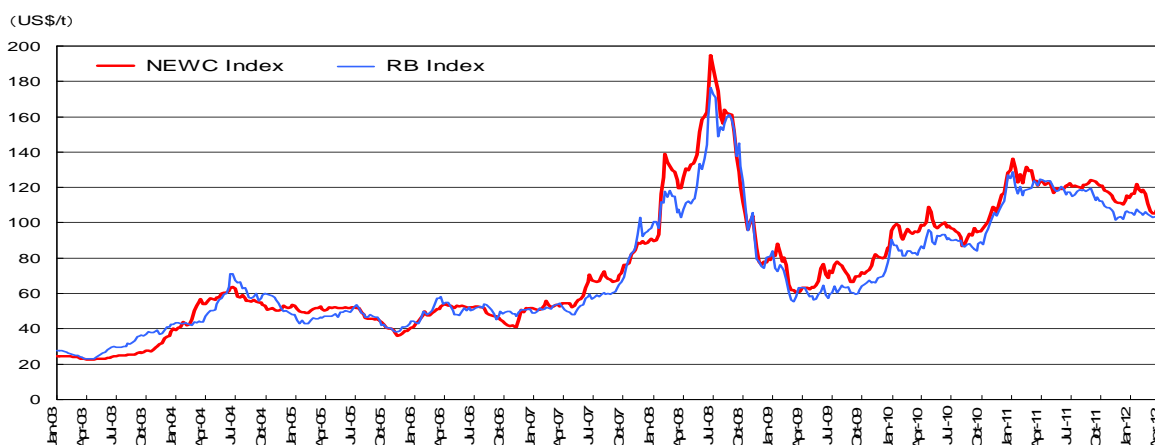
##### (1) 石炭価格指標と IEA の予測

##### 1) 石炭価格指標

現在の一般炭の主な石炭価格指標は以下に示される。

- ・NEWC Index (豪州ニューキャッスル港で船積みされる一般炭の FOB price) : global COAL
- ・RB Index (南アリチャードベイ港で船積みされる一般炭の FOB price) : global COAL
- ・API4 (南アリチャードベイ港で船積みされる一般炭の FOB price) : Argus/McCloskey
- ・API6 (豪州ニューキャッスル港で船積みされる一般炭の FOB price) : Argus/McCloskey
- ・NEX Spot Index (豪州ニューキャッスル港で船積みされる一般炭の FOB price) : Energy Publishing Inc

参考に global COAL<sup>1</sup>の NEWS (ニューキャッスル) Index と RB(リチャードベイ)Index の推移を  
 図 6.4-2 に示す。



出典：JICA 調査団が global COAL のデータターを編集

図 6.4-2 global COAL のニューキャッスル Index とリチャードベイ Index の推移

##### 2) IEA の予想

石炭価格の長期シナリオとしては IEA の “World Energy Outlook 2011” において見通しが示されており、現行政策シナリオでは OECD の輸入一般炭価格を 110 ドル/トン台と想定している。また、金融機関等の長期一般炭価格見通しにおいては概ね 80 ドル/トン台～100 ドル/トン程度と想定されている。

<sup>1</sup> global COAL はオンラインの石炭貿易プラットフォームの一つで、NEWC Index や RB Index の石炭価格情報を提供している。https://www.globalcoal.com

表 6.4-10 OECD による石炭価格の長期シナリオ

**【OECD steam coal import price】**

Real terms (2010 prices)						(\$/t)				
2010	Current Policies Scenario					New Policies Scenario				
	2015	2020	2025	2030	2035	2015	2020	2025	2030	2035
99.2	104.6	109.0	112.8	115.9	118.4	103.7	106.3	108.1	109.3	110.0

Source: IEA "World Energy Outlook 2011"

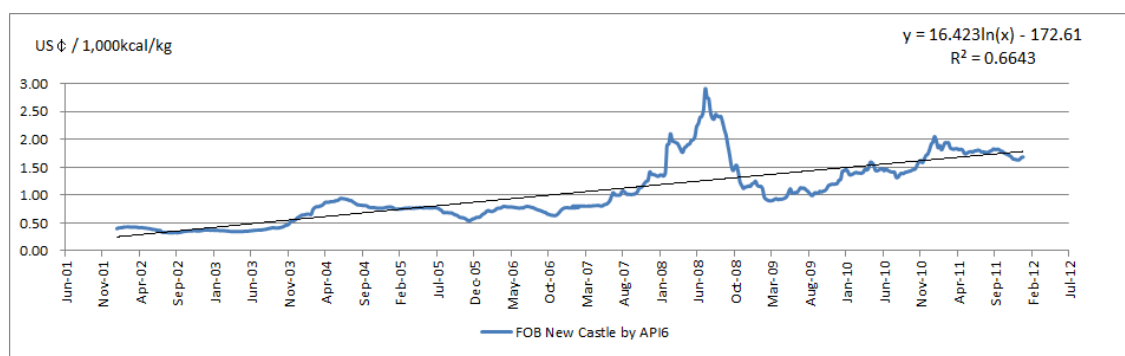
図 6.4-2 に於いて過去 10 年の価格動向を見た場合、IEA の炭価予想はかなり安い。OECD 以外の国での低品位炭のニーズを考慮すると IEA の石炭価格の予測はリスクが高いと思われる。それは南アジアにおいては石炭市需要が急速に増加するからである。

従い JICA 調査団は下記の方法で価格予測を行った。

(2) 輸入炭価格予測の方法論

2030 年までの FOB 価格予想の方法論は下記の通りである。

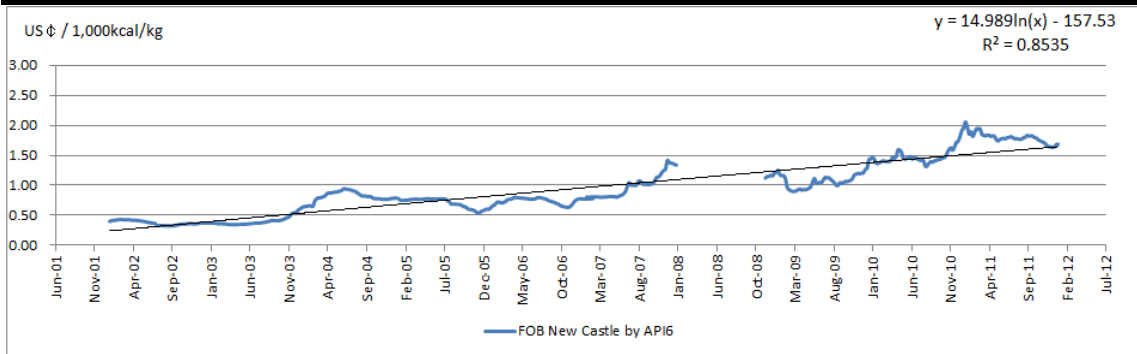
- (i) 図 6.4-3 で示される豪州ニューカッスル港での過去 10 年の 1,000kcal/kg 当たりの FOB 炭価実績をベースにして FOB 炭価を予測する。この数字は発熱量 6,350kcal/kg の FOB 炭価である。
- (ii) 1,000kcal/kg の FOB 炭価の傾向を検討する。2008 年の 1 月～10 月にある急速な価格上昇は 2030 年までの炭価を予測するには不適當である。図 6.4-4 ではこの期間を外した回帰直線を得ている。
- (iii) 石炭の炭価は図 6.4-5 と図 6.4-6 で示されるインドネシア炭のデータから、発熱量によっても変化することが分かる。従って、4,700kcal/kg の低品位炭の炭価は図 6.4-4 のニューカッスル港の炭価インデックスの 85%に相当している。更にこれはハイケースとして想定し、ベースケースとしては更にその 85%を想定した。



出典：The Survey team based on Argus/McCloskey's Coal Price Index report API6

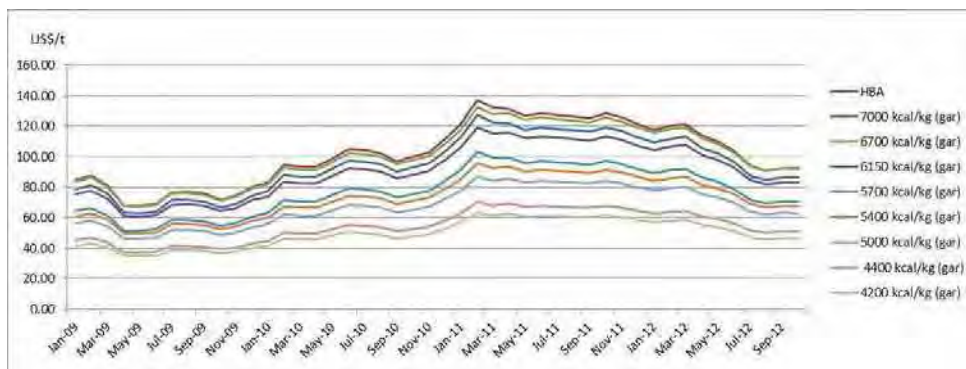
図 6.4-3 豪州ニューカッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 価格と回帰直線

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）



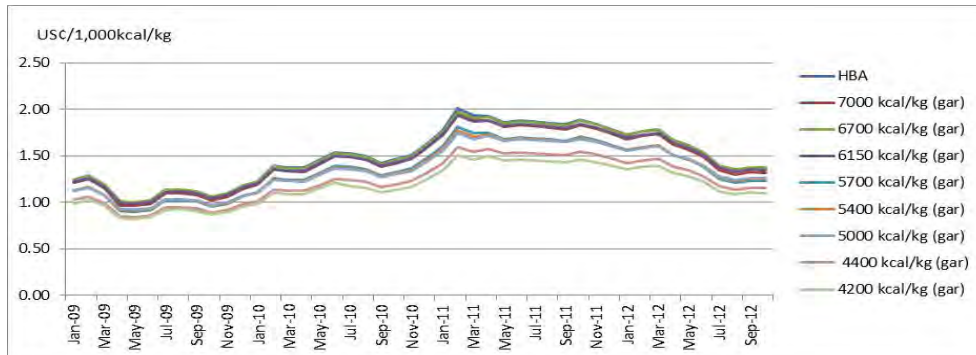
出典: The Survey team based on Argus/McCloskey's Coal Price Index report API6

図 6.4-4 2008年1月～10月のデータを除いた回帰直線



出典: Indonesian Coal Index Report に基づいて調査団作成

図 6.4-5 インドネシア炭の発熱量毎の FOB 価格の変動



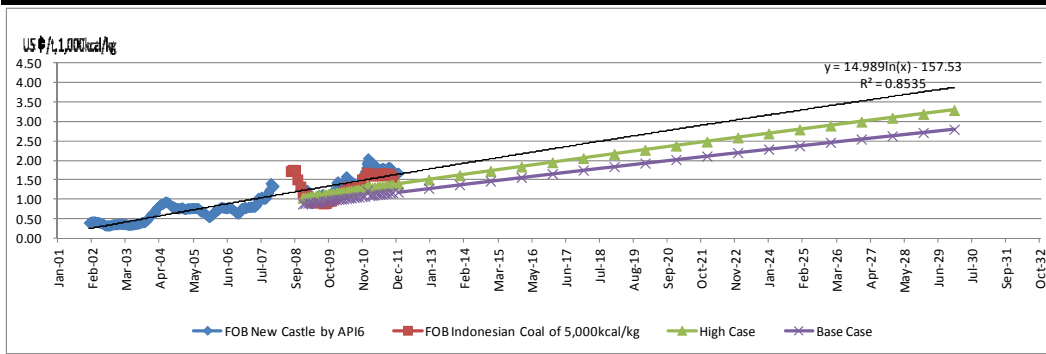
出典: Indonesian Coal Index Report に基づいて調査団作成

図 6.4-6 インドネシア炭の発熱量毎の 1,000kcal/kg の炭価の変動

(3) 2030年までの「バ」国の 1,000kcal/kg 当たりの FOB 価格の予測

図 6.4-7 は低品位炭のハイケースとベースケースでの 1,000kcal/kg の炭価予想を示す。

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）



出典：Argus/McCloskey's Coal Price Index report API6 からのデータを JICA 調査団が整理

図 6.4-7 豪州ニューキャッスル港での 1,000kcal/kg 当たりの FOB 石炭単価をベースにした High case、Base case の FOB 価格の予想比較

(4) FOB と CIF 炭価

1) 高品位炭と低品位炭の FOB 炭価

前述した炭価に基づいて高品位の豪州炭と低品位炭のインドネシア炭の予想 FOB 価格を表 6.4-11 に示す。

表 6.4-11 6,300kcal と 4,700kcal の予想 FOB 価格

Year	US \$ / 1,000kcal/kg for high grade coal		US\$/t at 6300kcal/kg		US \$ / 1,000kcal/kg for low grade coal		US\$/t at 4,700kcal/kg	
2012	1.64	1.39	103.3	87.8	1.39	1.18	65.5	55.7
2013	1.77	1.51	111.7	95.0	1.51	1.28	70.8	60.2
2014	1.91	1.62	120.0	102.0	1.62	1.38	76.1	64.7
2015	2.04	1.73	128.3	109.0	1.73	1.47	81.3	69.1
2016	2.17	1.84	136.4	116.0	1.84	1.56	86.5	73.5
2017	2.29	1.95	144.6	122.9	1.95	1.66	91.7	77.9
2018	2.42	2.06	152.6	129.7	2.06	1.75	96.8	82.2
2019	2.55	2.17	160.6	136.5	2.17	1.84	101.8	86.5
2020	2.67	2.27	168.5	143.2	2.27	1.93	106.8	90.8
2021	2.80	2.38	176.3	149.9	2.38	2.02	111.8	95.0
2022	2.92	2.48	184.1	156.5	2.48	2.11	116.7	99.2
2023	3.04	2.59	191.8	163.0	2.59	2.20	121.6	103.4
2024	3.17	2.69	199.4	169.5	2.69	2.29	126.5	107.5
2025	3.29	2.79	207.0	176.0	2.79	2.37	131.3	111.6
2026	3.41	2.89	214.5	182.4	2.89	2.46	136.0	115.6
2027	3.52	3.00	222.0	188.7	3.00	2.55	140.8	119.7
2028	3.64	3.10	229.4	195.0	3.10	2.63	145.5	123.6
2029	3.76	3.19	236.8	201.2	3.19	2.72	150.1	127.6
2030	3.87	3.29	244.0	207.4	3.29	2.80	154.8	131.5

Note (1):  $=(14.989\ln(x)-157.53)$

Note (3):  $=(14.989\ln(x)-157.53) \times 0.85$

Note (2):  $=(14.989\ln(x)-157.53) \times 0.85$

Note (4):  $=(14.989\ln(x)-157.53) \times 0.85 \times 0.85$

出典：JICA 調査団

2) 輸入炭総額

表 6.4-12 は豪州の輸入炭の総額を示し、表 6.4-13 はインドネシアの輸入炭の総額を示す。ケース A は Matarbari CFPP での積み下ろしのハンドリング費用を含み、ケース B はハンドリング費用を除いている。

表 6.4-12 Matarbari CFPP への豪州炭価格 (US\$/t)

Year	FOB Price (6,300kcal/kg)		Freight & Insurance (80,000t class)		Case A			Case B		
	H. Case	B. Case	H. Case	B. Case	(A) Handling Cost	(A) G. Total of Coal Price at Chittagong CFTPP		(B) Handling Cost	(B) Grand Total of Coal Price at Chittagong CFTPP	
						H. Case	B. Case		H. Case	B. Case
2012	103.3	87.8	17.8	15.1	13.5	134.6	116.4	0.0	121.1	102.9
2013	111.7	95.0	18.8	15.9	14.3	144.8	125.2	0.0	130.5	110.9
2014	120.0	102.0	19.6	16.7	15.1	154.8	133.9	0.0	139.6	118.7
2015	128.3	109.0	21.0	17.5	16.1	165.3	142.5	0.0	149.2	126.5
2016	136.4	116.0	21.4	18.2	17.0	174.8	151.2	0.0	157.8	134.2
2017	144.6	122.9	22.3	18.8	18.0	184.9	159.7	0.0	166.9	141.7
2018	152.6	129.7	23.1	19.6	19.1	194.8	168.4	0.0	175.7	149.3
2019	160.6	136.5	23.9	20.4	20.3	204.7	177.1	0.0	184.4	156.8
2020	168.5	143.2	24.7	20.9	21.5	214.6	185.6	0.0	193.1	164.1
2021	176.3	149.9	25.4	21.5	22.8	224.5	194.2	0.0	201.7	171.4
2022	184.1	156.5	26.2	22.3	24.1	234.4	202.9	0.0	210.3	178.8
2023	191.8	163.0	27.0	22.9	25.6	244.4	211.5	0.0	218.8	185.9
2024	199.4	169.5	27.8	23.5	27.1	254.3	220.1	0.0	227.2	193.0
2025	207.0	176.0	28.3	24.1	28.8	264.1	228.8	0.0	235.4	200.0
2026	214.5	182.4	29.1	24.8	30.5	274.1	237.7	0.0	243.7	207.2
2027	222.0	188.7	29.9	25.4	32.3	284.2	246.4	0.0	251.9	214.1
2028	229.4	195.0	30.5	26.0	34.3	294.1	255.2	0.0	259.9	221.0
2029	236.8	201.2	31.3	26.6	36.3	304.3	264.1	0.0	268.0	227.8
2030	244.0	207.4	31.8	27.1	38.5	314.4	273.0	0.0	275.9	234.5

出典：JICA 調査団

表 6.4-13 Matarbari CEPP へのインドネシア炭価格 (US\$/t)

Year	FOB Price (4,700kcal/kg)		Freight & Insurance (80,000t class)		Case A			Case B		
	H. Case	B. Case	H. Case	B. Case	(A) Handling Cost	(A) G. Total of Coal Price at Chittagong CFTPP		(B) Handling Cost	(B) G. Total of Coal Price at Chittagong CFTPP	
						H. Case	B. Case		H. Case	B. Case
2012	65.5	55.7	9.2	7.8	13.5	88.2	77.0	0.0	74.7	63.5
2013	70.8	60.2	9.7	8.2	14.3	94.8	82.7	0.0	80.5	68.4
2014	76.1	64.7	10.1	8.6	15.1	101.4	88.4	0.0	86.2	73.3
2015	81.3	69.1	10.8	9.0	16.1	108.2	94.2	0.0	92.1	78.1
2016	86.5	73.5	11.0	9.4	17.0	114.5	100.0	0.0	97.5	82.9
2017	91.7	77.9	11.5	9.7	18.0	121.2	105.7	0.0	103.2	87.6
2018	96.8	82.2	11.9	10.1	19.1	127.8	111.5	0.0	108.7	92.3
2019	101.8	86.5	12.3	10.5	20.3	134.4	117.3	0.0	114.1	97.0
2020	106.8	90.8	12.7	10.8	21.5	141.0	123.1	0.0	119.5	101.6
2021	111.8	95.0	13.1	11.1	22.8	147.7	128.9	0.0	124.9	106.1
2022	116.7	99.2	13.5	11.5	24.1	154.4	134.9	0.0	130.2	110.7
2023	121.6	103.4	13.9	11.8	25.6	161.1	140.8	0.0	135.5	115.2
2024	126.5	107.5	14.3	12.1	27.1	167.9	146.7	0.0	140.8	119.6
2025	131.3	111.6	14.6	12.4	28.8	174.6	152.7	0.0	145.9	124.0
2026	136.0	115.6	15.0	12.8	30.5	181.5	158.9	0.0	151.0	128.4
2027	140.8	119.7	15.4	13.1	32.3	188.5	165.1	0.0	156.2	132.8
2028	145.5	123.6	15.7	13.4	34.3	195.4	171.3	0.0	161.2	137.0
2029	150.1	127.6	16.1	13.7	36.3	202.5	177.6	0.0	166.2	141.3
2030	154.8	131.5	16.4	14.0	38.5	209.6	184.0	0.0	171.2	145.5

出典：JICA 調査団

#### 6.4.5 石炭輸送と積出港

「バ」国への石炭の輸入対象国は、輸送条件や石炭の生産可能性から、フィージビリティスタディーでは、インドネシア、豪州、南アフリカ、モザンビークを候補として考えており、ここでは実現性の高い豪州およびインドネシアの石炭輸送と積出港について述べる。

##### (1) 豪州、ニューキャッスル(New Castle)港

豪州における石炭の資源分布を図 6.4-8 豪州の石炭資源分布図に示すが、その大部分がニューサウスウェールズ(NSW)州とクイーンズランド(QLD)州に分布している。

NSW 州の炭鉱(The Newcastle, Hunter Valley, Gloucester, Gunnedah and Western Coalfields, etc)から採炭された比較的品质の良い石炭は、ニューキャッスル港から世界の石炭輸出市場へ石炭を供給する役割を担っている。図 6.4-9 NSW 州の石炭輸出インフラに示す。

ニューキャッスル港の石炭積出は、PWCS(Port Waratah Coal Services Ltd.)と NCIG(Newcastle Infrastructure Group)の 2 社により運営している。

現在、世界の石炭の主要な輸出港として位置づけられており、その規模は、公称出荷能力 1 億 4000 万トン/年（2011 年 11 月）の能力を有している。

石炭の輸出国別の比率は、日本；54%、韓国；13%、中国；19%、メキシコ；3%、台湾；3%程度である。表 6.4-14 ニューキャッスル港の実績を示す。

港湾は、州政府の所有で、Newcastle Port Corporation が管理・運営し、石炭積込設備は、PWCS と NCIG が土地を州政府からリースで借り受け、独立した企業体（決算・配当）として設備を所有している。図 6.4-10 ニューキャッスル港の石炭積出しターミナルを図 6.4-11 ニューキャッスル港への進入路を示す。

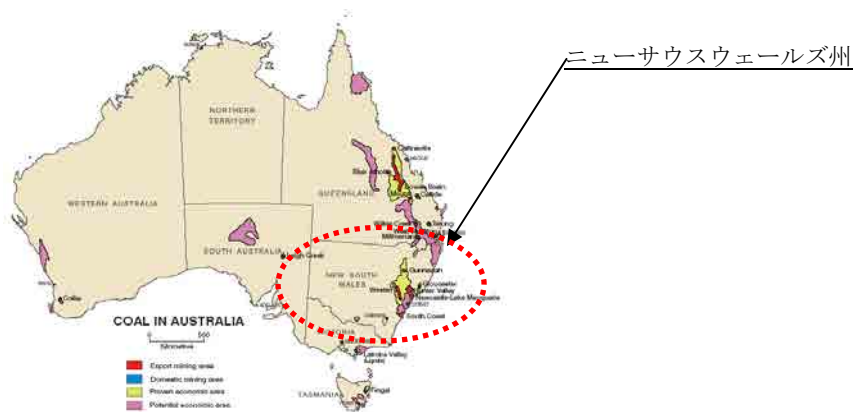


図 6.4-8 豪州の石炭資源分布図

出典：Australian Government/Department of Industry, Science & Resources, “Australia’s Export Coal Industry,

表 6.4-14 ニューキャッスル港の実績

ニューキャッスル港		
	CCT (Carrington Coal Terminal)	KCT (Kooragang Coal Terminal)
年間処理能力	PWCS→2,500 万 t/年	PWCS→10,500 万 t/年
	NCIC→5,300 万 t/年	
積出能力 (2011 年実績)	NCIG→2,410 万トン	
	PWCS→9780 万トン	(2010 年の 2.9%増)
	合計→12,190 万トン	(2010 年の 12.6%増)

出典：PWCS, Annual Report 2011, NCIC General Presentation Aug 2012

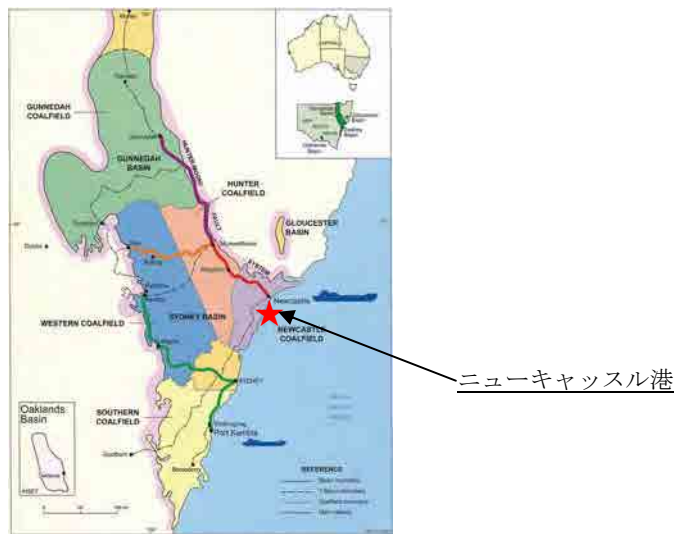


図 6.4-9 NSW 州の石炭輸出インフラ

出典：NSW 州政府“Growth and Development Potential of Coal in New South Wales,” Nov,2009

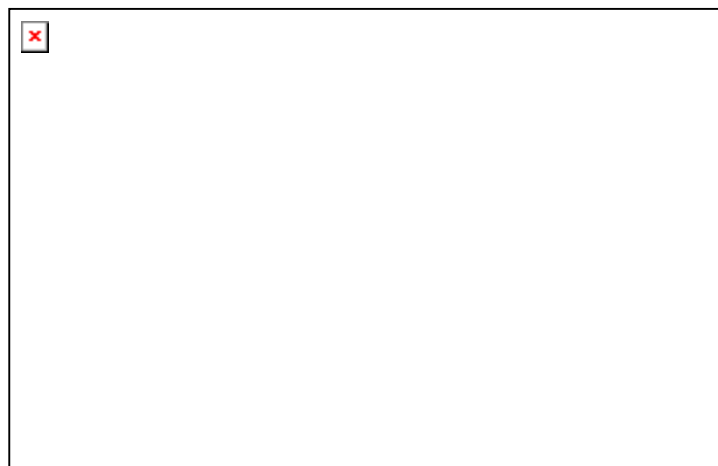


図 6.4-10 ニューキャッスル港の石炭積出しターミナル

出典：NCIC General Presentation Aug 2012





図 6.4-11 ニューキャッスル港への進入路

出典：Port Waratah Coal Services Limited Annual Report 2011

## (2) PWCS (Port Waratah Coal Services Limited)

PWCS は、1976 年に設立された非上場企業であり、1990 年 Kooragang coal Loader, LTD のシェアをすべて購入、権益は、Hunter Valley 内の炭鉱企業が 70%程度取得し、日本の企業（商社・鉄鋼会社・電力会社等）も 30%程度の権益をもっている。

PWCS は、CCT(Carrington Coal Terminal)及び KCT(Kooragang Coal Terminal)の 2 箇所に石炭ターミナルを所有しており、石炭の処理能力は、CCT で 2,500 万 t/年、KCT で 10,500 万 t/年である。

今後の石炭処理量拡大に向けて、KCT に新たにバースの増設や積出設備のグレードアップし、2015 年末までにおよそ 145 百万 t の処理能力への拡張を計画中である。

ニューサウスウェールズ州近傍の炭田炭鉱からニューキャッスル港までは、石炭輸送は、鉄道にて輸送されている。

PWCS から Hunter Valley 地区までの距離は、100km、往復 9 時間程度であるが港から最も遠方の Gunnedah Basin 地区までは、364km で往復 25 時間程である。

PWCS では、出荷する炭鉱数が多い為、炭鉱毎の貯炭場はなく、適宜共有して空いている場所に貯炭される。

原則、船への積込の 2 週間前に港に到着し、貯炭場に貯炭されている。

気象によるリスクは、2007 年に台風により船舶が浜辺に打ち上げられるという事故が発生した為、その対策として、入港待ちの滞船は岸から遠く離れた地点にアンカリング(待船)を実施している。

サイクロン等の接近時は、オペレーションを停止するなども行っているが、2~3 年に数日間程度であり、サイクロン以外の荒天時には Shipping 以外の作業は継続して実施しており、天候による稼働率低下を問題するほどに至っていない。

PWCS の業務は 4 つのフェーズからなり、①石炭の受入 → ②貯炭と混炭(ブレンド) → ③貯炭場の環境管理 → ④石炭の船積を担当する。



PWCS が運営する Carrington および Kooragang 石炭ターミナルの設備能力は、表 6.4-15 PWCS の設備能力のとおりである。

表 6.4-15 PWCS の設備能力

Item	PWCS terminal_capacity	
	Carrington	KOORAGANG
年間処理能力	2,500 万 t/年	10,800 万 t/年
石炭運搬 Coal Transport	(炭坑～Newcastle→鉄道輸送)	(炭坑～Newcastle→鉄道輸送)
石炭受入れ Coal Receive	1 x 4,400 t/h rail capacity 1 x 4,600 t/h rail capacity 1 x 2,200 t/h road capacity	3 x 8,500 t/h rail capacity
ストックパイル Coal Stockpiles	4 x 1.0 km x 40 m 750,000 ton max capacity 400,000 ton working capacity	4 x 2.5 km x 56 m 4,200,000 ton max capacity 2,700,000 ton working capacity
Coal Stacking	4 x 2,500 t/h stacking capacity	6 x 8,500 t/h stacking capacity
石炭荷降し Coal Loading	4 x 2,500 t/h reclaiming capacity 2 x 2,500 t/h shiploading capacity 1.4 – 2.4 m wide, 2.75 – 5.0m/sec conveyor belts	4 x 8,000 t/h reclaiming capacity 3 x 10,500 t/h shiploading capacity 2.0 – 3.2 m wide, 5.0 – 5.5 m/sec conveyor belts
バース Berths	Berth space for 2 vessels 16.5 m depth at berth 15.2 m approach to channel	Berth space for 4 vessels 16.5 m depth at berth 15.2 m approach to channel
寄港船の容量 Vessel Capacity	180,000 dwt max 275 m max length 47 m max beam 30,000 dwt min capacity	210,000 dwt max 300 m max length 50 m max beam 70,000 dwt min capacity

出典：PWCS 資料

### (3) NCIG(Newcastle Infrastructure Group)

NCIG(New Castle International Group)は、Newcastle 港の輸出能力拡充を目的として 2004 年に設立、運用を開始した。

NCIG の設備能力を表 6.4-16 NCIG の設備能力のとおりである。

主要な石炭開発会社は、①Banpu Public Company Limited] BHP Billiton Group, ②Idemitsu Kosan Co,Ltd, ③Peabody Energy Corporation, ④Rio Tinto Group, ⑤Whitehaven Coal Limited, ⑥Yankuang Group Co, Ltd.(双日は Yankuang に出資) この会社以外の炭鉱会社は NCIG を使用できない。

NCIG は、拡張の計画があり、Kooragang 島に 136ha の土地をリース（35 年間）し、そこにコールターミナルの建設を計画している。最終ステージに NCIG CT は 6,600 万トンの年間積出能力（公称能力）を持つ予定である。

表 6.4-16 NCIG の設備能力

Item	NCIG terminal_capacity
	KOORAGANG
年間処理能力	5,300 万 t/年 (2011 年)
石炭運搬 Coal Transport	(炭坑～Newcastle→鉄道輸送) 鉄道システム : 本線から 2 本の待避線、3 本の側線、1 つのループで構成
石炭受入れ Coal Receive	3 x 8,500 t/h rail capacity
ストックパイル Coal Stockpiles	3Pile yard
Coal Stacking	2 x 8,500 t/h stacking capacity
石炭荷降し Coal Loading	1 x 10,500 t/h shiploading capacity 2.0 – 3.2 m wide, 5.0 – 5.5 m/sec conveyor belts
バース Berths	Berth space for 2 vessels 16.5 m depth at berth 15.2 m approach to channel
寄港船の容量 Vessel Capacity	210,000 dwt max 300 m max length 75 m max beam 70,000 dwt min capacity

出典 ; NCIC General Presentation Aug 2012

(4) インドネシア、カリマンタン島

インドネシアの石炭埋蔵量は、表 6.4-17 インドネシア国の石炭埋蔵量に示すとおり、2010 年のエネルギー鉱物資源省のデータによると資源量が 1,049 億トン、埋蔵量が 190 億トンである。

インドネシア炭の特徴は、そのほとんどが一般炭であるが、灰分、硫黄分が少なく、比較的発熱量の低い石炭資源が多い。

石炭資源は、地域別で見ると、スマトラ島とカリマンタン島にほとんどの石炭資源が賦存しており、ジャワ島、スラヴェシ島、マルク、パプア地域は少量である。

インドネシアにおける全石炭生産量の実績は、376 百万トン(2011;IEA Coal information 2012)である。

特に、カリマンタン島の石炭埋蔵量 (Proven Reserves) 約 46 億トンが確認されており、現在、東カリマンタン島を中心に生産が盛んに行われている。

表 6.4-17 インドネシア国の石炭埋蔵量

地域	資源量 (百万トン)	埋蔵量 (百万トン)		
		Probable 推定埋蔵量	Proven 確認埋蔵量	合計
スマトラ島	52,436.57	10,644.45	904.8	11,549.25
カリマンタン島	52,100.79	2,833.14	4,624.57	7,457.71
ジャワ島	14.21	0	0	0
スラウェシ島	233.1	0.06	0.06	0.12
マルク諸島	2.13	0	0	0
パプアニューギニア島	153.42	0	0	0
合計	104,940.22	13,477.65	5,529.43	19,007.08

出典：Ministry of Energy and Mineral Resources, 2010

(a) 石炭輸送方法

現在、インドネシアの石炭生産は、主にスマトラ島とカリマンタン島で行われている。石炭輸送は、スマトラ島とカリマンタン島には鉄道施設が無いこと事や比較的大きな河川が炭鉱近くまで発達している事から炭鉱から輸出用の船積みまでは、主にトラック輸送と河川におけるバージ船の2種類の方式で行われている。

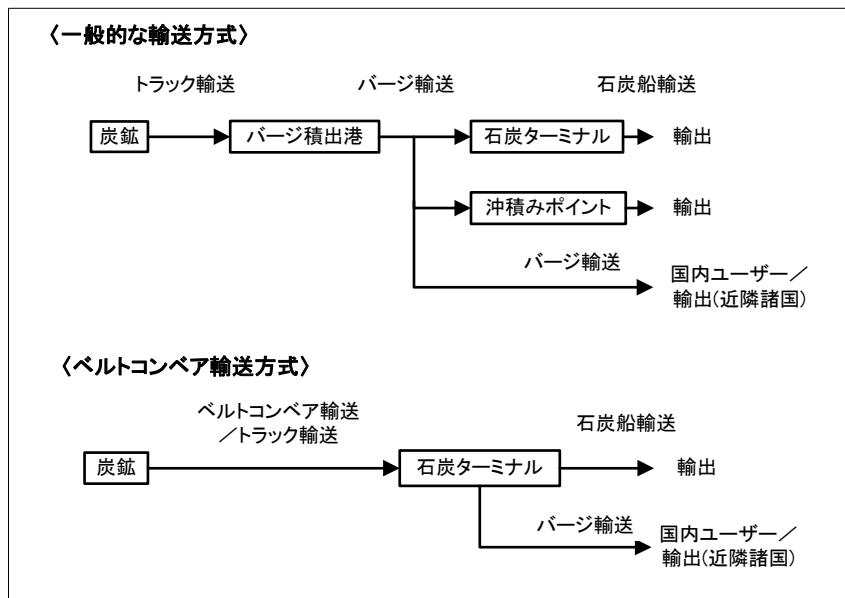


図 6.4-12 インドネシアの石炭輸送方式

出典；JICA 調査団作成

図 6.4-13 炭鉱からバージ積込港までのトラック輸送の状況を示し、図 6.4-14 バージ船への積込みの状況を示す。



図 6.4-13 炭鉱からバージ積込港までのトラック輸送

出典：JICA 調査団



図 6.4-14 バージ船への積込み

出典：JICA 調査団

バージ積込港から沖合い積替えポイントまでは、タグボートで石炭を積み込んだバージを引っ張って輸送する TBS 方式（Tug Barge System:牽引式バージ方式）が大半を占めている。

図 6.4-15 牽引式バージ方式を参照



図 6.4-15 牽引式バージ方式

出典：JICA 調査団

輸出のための大型船への積込は、その石炭の積替方式はバージからの直接積替えやフローティング・クレーン等の海上に浮かぶ荷役設備で行っている。図 6.4-16 大型船への積込状況を参照。



図 6.4-16 大型船への積込状況

出典：Berau Coal HP

(b) 「バ」国へ調達の可能性のある炭鉱

インドネシアでは、様々な企業によって石炭生産及び開発が行われており、特にカリマンタン島に集中している。

特に東カリマンタン州（East Kalimantan）と南カリマンタン州（South Kalimantan）に開発が集中しており、インドネシア最大の石炭生産企業である Bumi Resources 社の主力である KPC（Kaltim Prima Coal）が東カリマンタン州に生産拠点を置いて年間 4000 万トン弱の石炭を生産している。

また国内石炭生産 3 位の KIDECO も東カリマンタン州で年間約 2200 万トンの石炭を生産している（Paser 鉱山）。

東カリマンタン島の北部に位置する Berau 鉱山では、年間 2000 万トンの生産している。

南カリマンタン州では、国内石炭生産 2 位の Adaro がインドネシア最大の石炭鉱山である Tutupan 鉱山より年間 4000 万トン弱の石炭を生産している。

その他スマトラ島ではインドネシア国営企業 Bukit Asam が生産を行っている。資源メジャーである BHP Billiton は、中部カリマンタン州と東カリマンタン州の両州にまたがって開発を行っている。このうち、「バ」国への石炭供給に興味を示している、Berau 鉱山と Kideco 鉱山について検討する。

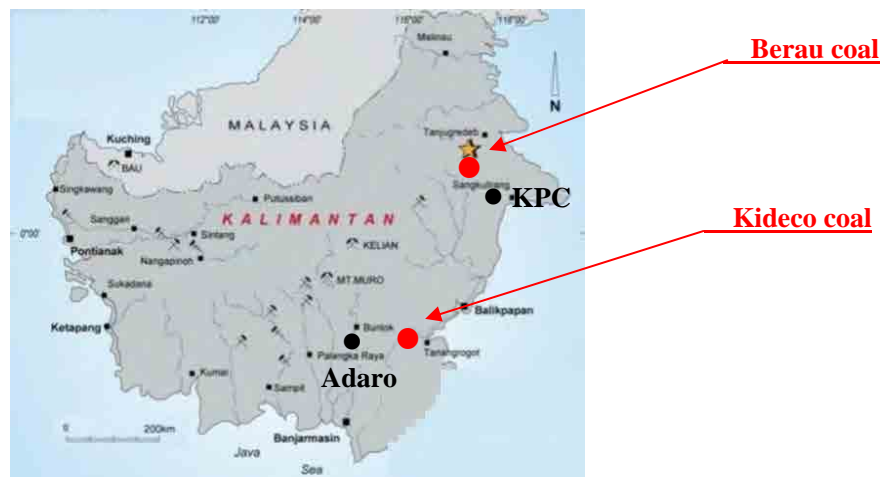


図 6.4-17 カリマンタン島の炭鉱の位置

出典：JICA 調査団作成

#### 1) PT Berau Coal

PT Berau Coal は、1983年に設立され、東カリマンタンの Berau 地区（Samarinda 州都の約 300km 北）で石炭を生産している。鉱区の面積は、約 1,200km<sup>2</sup> である。

石炭は Lati、Binungan、Sambarata の 3 箇所の地区で生産されており、それぞれ 1994 年、1996 年、2001 年に商業生産を開始した。

Berau 全体の年間生産能力は、約 2,000 万トン（2011 年実績）の生産を行っている。

石炭埋蔵量は、Kelai と Punan の 2 地区で探査が行われており、Lati が 7.45 億トン超、Binungan が 3.00 億トン超、Sambarata が 1.90 億トン超である。

採炭された石炭は、トラックでそれぞれの地区にある 3 箇所のバージ積込ターミナルまでトラック輸送され、破碎（粒度調整）、ブレンド（品位調整）される。

その後、石炭は、3箇所のバージ積込ターミナルから Celebes 海の Muara Pantai にある積替えポイントまでバージ輸送され、バルク船に積み替えられている。

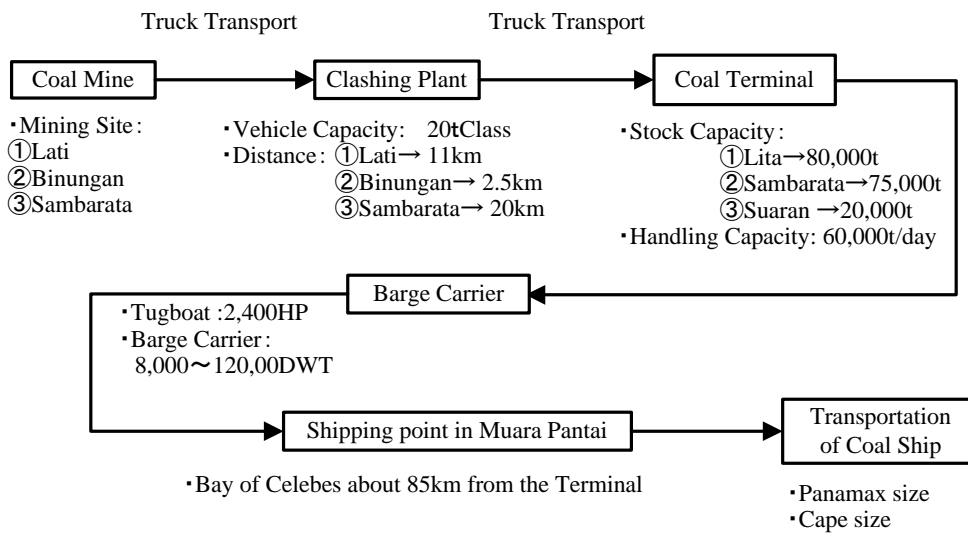


図 6.4-18 Berau Coal の輸送方式

出典：JICA 調査団

## 2) PT Kideco Jaya Agung

PT KIDECO Jaya Agung (KIDECO) は、1982 年に設立され、1983 年～1993 年にかけて調査を実施し、1993 年 3 月に Roto North 地域で商業生産が開始された。

炭鉱は、東カリマンタンの Paser 地域にあり、石炭埋蔵量は、9.79 億トンである。生産は、1997 年に Roto South 地域で開始され、生産の実績は、1997 年に 750 万トン、2000 年に 1,500 万トン、2006 年に 2,200 万トン、2010 年で 35,000 万トンまで拡張され、これまでの累計出炭量は 2.0 億トンの実績である。

輸出国は、インドネシア、インド、中国、日本および朝鮮を含む 16 개국以上であり、その比率は、中国向け 40%、インド向け 30%、その他は、日本、韓国、フィリピン、タイなどである。

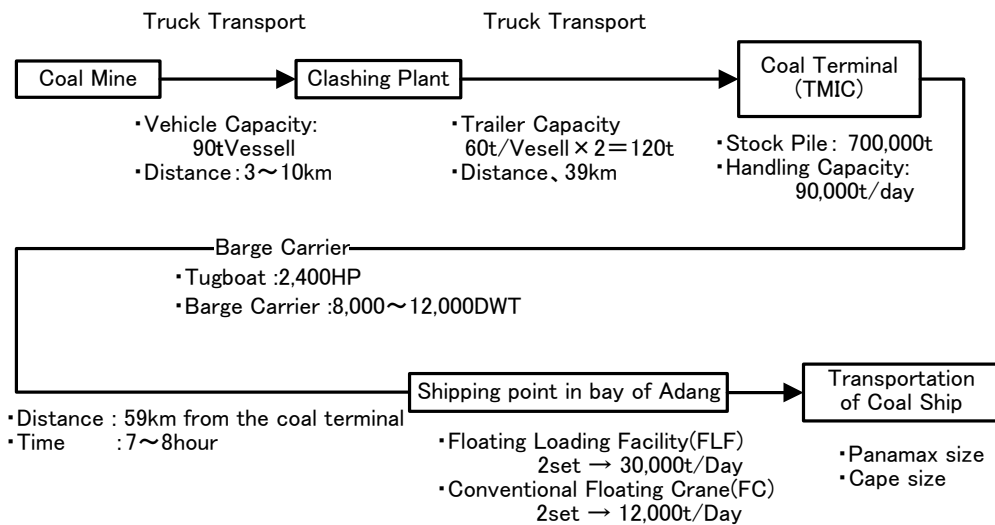


図 6.4-19 KIDECO Coal の輸送方式

出典：JICA 調査団

#### 6.4.6 船の配分計画

石炭火力発電所の運転において、品質を確保した石炭を安定的に調達することは重要な項目である。

輸入炭の石炭調達の大まかなプロセスは、①炭鉱での採炭、②石炭の品質調整、③積出港までの運搬、④輸送船への積込、⑤海上輸送、⑥発電所への積降しである。

通常、契約締結のもとプロセスに沿って発注が繰り返し行われる。

発電所の運転開始後、要求品質を満足した石炭の安定調達は、重要な項目であり、実際の石炭調達では、数多くのサプライヤー、競争力の高い市場、国際的な石炭相場、輸送船の確保など、様々な条件をクリアしていく必要がある。

ここでは「バ」国で提案する発電所まで、石炭調達を实践する上でのポイントを述べるものとする。

##### (1) 契約形態

###### (a) 石炭輸入の契約形態

石炭の契約形態は、一般的に **FOB 契約**<sup>1</sup>が多く採用されている、従って、配船および保険は、需要側が準備する必要がある。

**FOB 契約**が選択される理由は、配船の効率化や生産トラブル等のリスク対応など船舶を需要側がコントロールできるなど考える。

燃料調達費用は、この石炭価格(**FOB**)と運搬費と荷下し費用を加算したものを指す。

長期契約の場合も **FOB 契約**で行うのが一般的で、炭鉱側は、備船リスク（特にバンカー；燃料油価格の変動リスク）は取らない。需要家は、1年間の備船契約をするケースが多い。

###### (b) 石炭輸入の契約期間

石炭売買契約の期間は、大きく分けてターム契約とスポット契約がある。

安定した燃料調達を確保する観点から長期契約の方が優位と考えられるが、市場で流通する石炭は、一般商品として扱われており1年程度のターム契約が主流である。

日本でも石炭の契約期間は、同様に1年間程度のターム契約が主流であり、特に石炭火力発電所で使用する石炭の数量変動は小さいことからターム契約が多く採用されている。

ターム契約は、あらかじめ数量と価格を決め、発電所の運転計画に基づいて、必要なタイミングに石炭の供給を受ける調整を運用の中で行っていくものである。

1年、3年、5年。(1年契約が基本、複数年契約でも長くて通常5年以下)。

---

<sup>1</sup> **FOB(Free-on-Board)**

輸出港本船積込渡し価格。最も多く用いられる貿易上の取引条件の1つで、売り手は約束の貨物を買手の手配した船舶に積込み、本船上で貨物の引渡しをするまでに生ずる一切の費用と危険とを負担し、それ以後は買手の責任となる。所有権の移転も、原則的には輸出港での本船積みと同時に、売り手から買手に移転する。**FOB** 価格は生産者・売り手が石炭生産にかかるコストに加え、取り分利益を乗せたものである。



SPOT+1年+3年の組合せる方法。

期間の延長オプション条項も入れる方法。

この契約は、1年で契約更新しないというわけではなく、継続的に1年契約を新しく結びなおす形態である。

スポット契約は、1配船だけといったものだが、これは、新規炭鉱の石炭を初めて使用するときに、発電所でトライアルを行う場合などかなり限定的である。

このように一般的に石炭は、単年度または数年の期間で契約し購入する、なかには短期のスポット契約またはインデックス等による先物の契約もある。

(c) 石炭の価格交渉

石炭は、石油などと異なりマーケット取引ではなく、相対契約での価格交渉が主流であり、「バ」国においても、相対契約の交渉となると想定している。

(d) 石炭の調達数量

一般的には、年間の引取り数量を決めておくと、追加数量の相互オプション付与するケースもある。

一方的なオプションは、リスクがあるのであくまで相互オプションで行い、価格が合意に至らなかった場合は、引取り義務が発生しない条件を設けることも重要である。

(e) 入札方式

東アジアの電力会社では、入札により短期から中期の調達を行う例が多い、発電所側の要求スペックが柔軟である場合、入札は有効な方策であると考えられる。

今回、この Feasibility Study では、設計炭のカロリーを低く設定して要求スペックを柔軟に設定していることからメリットを生かした、石炭調達方法を確立することが望まれる。

(f) 決済方法

一般的に石炭調達の決済方式は、基本的には L/C 決済<sup>1</sup>となる。

この場合の信用状は、おおよそ本船が積地到着の1週間前までに売り主により開設することを一般的条件とし、仲介者が認める一流銀行による信用状開設であれば、前渡し金のようなものの支払いを要求しないケースもある。

(2) 石炭調達のリスク

「バ」国における石炭調達のリスクは、次のような項目が想定される。

- ① 配船によるリスク。
- ② 炭鉱側におけるトラブル等のリスク。
- ③ 発電所がトラブル停止するリスク。
  - 発電所の運転計画、メンテナンスタイミング等により各年毎に所要量の変動する場合。

---

<sup>1</sup> L/C(信用状)、Letter of Credit.

輸入地の銀行が、輸入業者から依頼を受けて発行する「信用を保証する証書」(信用状)。支払いを確約する書類のことで輸入国の銀行と輸出国の銀行が入って、支払いを確約してくれる制度。

---

- ▶ トラブル等により発電所が長期にわたり停止した場合。
- ▶ 供給される石炭の品位変動（低下）があった場合。

### (3) 石炭調達のリスクを考慮した対策

石炭調達では、品質や需要量を安定的に調達をしながらリスクを回避する契約として「長期契約」と「短期契約」をバランス良く組合せる方法がある。

安定した配船の対策では、①船を確保すること。②一定量の輸入量を確保することである。従って、配船でも、この点を契約に織込むことと安定供給をはかるには数社と長期的な契約が必要と考える。

また、契約した石炭が事故等により供給できなくなった場合には、代替炭による供給義務を負わせる代替炭の供給義務も織り込む必要もある。

石炭の生産は、天候要因に影響を受けることがあり多分にあり、異なる炭鉱であっても同一地域の石炭のみを調達することのリスクを勘案して調達先を選定することが必要と考えられる。

最近では、ほとんど確認されていないが、炭鉱の従業員のストライキや地元住民による妨害、また事故などで供給が止まる可能性を考慮すると数社と取引することも必要であり、その場合、同時に出荷かとまらないように離れた場所、つまり、石炭調達地の分散化と考える。

日本の電力会社の例では、複数の発電所を保有し、使用する石炭の品質は同一の場合が多いが、このようなリスクを回避するために石炭調達は一元的に行っている。

### (4) 価格基準

電力で使用する一般炭の価格基準は、1年毎に価格を決めるのが最も一般的である。それ以外では半年または四半期毎値決め方式や Index 連動方式も一般的になってきている。

### (5) 保証

「バ」国では、輸入炭調達の経験がないうえに取扱う数量も多いことから金額も大きくなりサプライヤー側は与信管理の観点から、決済条件として、前払いや LC 決済等の信用補完を求めてくる可能性がある。

これは、「バ」国だけが特殊事情でなく、日本での取引も同じである。

この場合、組織体制として政府の一定の関与があることが信用補完となる可能性がある。

つまり、石炭のサプライヤーが CPGBL(電力公社)と長期契約を締結するに当たっては、上部機関に当たる政府が信用補完するものである。

この場合の政府の信用補完は、以下のとおり想定する。

- ✓ CPGBL は必ず契約を履行する。
- ✓ 万一不履行となった場合は政府が債務を代行する。

通常は、CPGBL が支払い義務を負う事になるので、特に何のトラブルもなければ CPGBL が淡々と支払いを行うこととなり、政府が直接財務負担を負う事は無い。

政府保証以外には、一流銀行発行の CPGBL の長契履行能力を保証する Performance guarantee や、CPGBL の債務不履行を連帯保証する Letter of Guarantee 等が、上記「政府保証」

の代替となり得る。しかし、一般的に、長期にわたる「銀行保証」は通常非常にハードルが高くなる可能性がある。

(6) 採炭地から出炭する際の品質管理について

石炭の積出しから出荷までの豪州を例にした一般的なフローを図 6.4-20 石炭の積出のフロー図に示す。

積出港にて積み込み完了後のカロリーや水分量などの品質管理は、船に積荷が完了後、第3者の検定機関により各種測定(数量確定、品位、熱量等)、契約品質条項に従って単価が決まり請求書作成する。

請求金額は、確定数量に単価(積荷のカロリーに相当する単価)を掛けた一方、着船時に、買い主側も各種測定を実施して検証している。(数量、熱量など)検証後、差違があった場合には協議する方法を採用している。

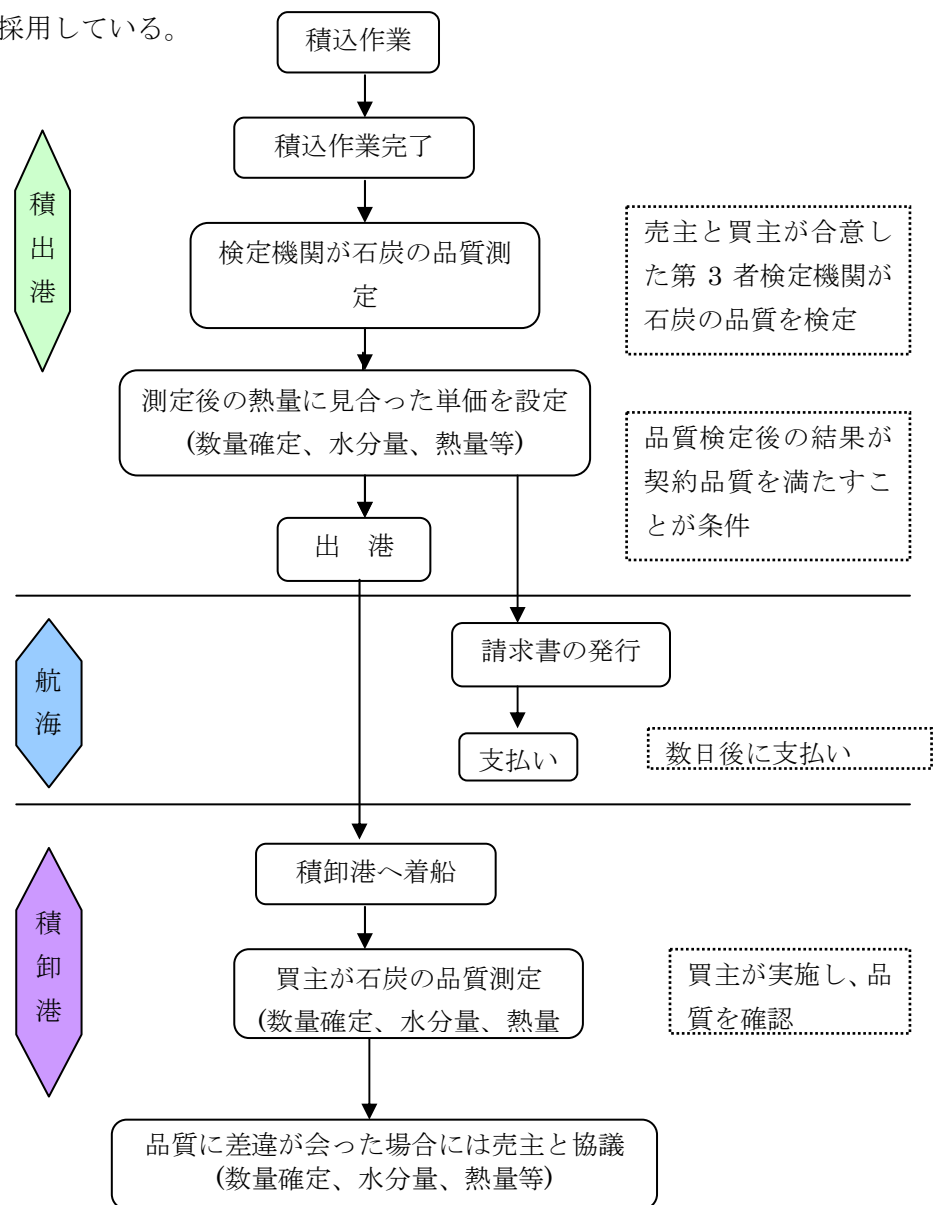


図 6.4-20 石炭の積出のフロー図

出典：JICA 調査団

#### 6.4.7 輸送船の形態

日本の電力会社の石炭運搬は、船会社と専航船契約を締結しているケースが多い。石炭の調達リスクへの対応と同様に所要量の変動リスクを考慮した上で、専航船などの長期契約と短期、スポット用船を、どのように組み合わせて輸送力を確保するか決定すべきである。製鉄会社では、専用船の使用するケースが多く、例えば、中国の製鉄所では 60～70%程度は、日本の船会社に専用船として委託しており、残りはスポットで調達している。

##### (1) 輸送船の種類

##### (a) 貨物別による船の種類

貨物別に見る船の種類は、図 6.4-21 貨物別に見る船の種類に示すとおりである。

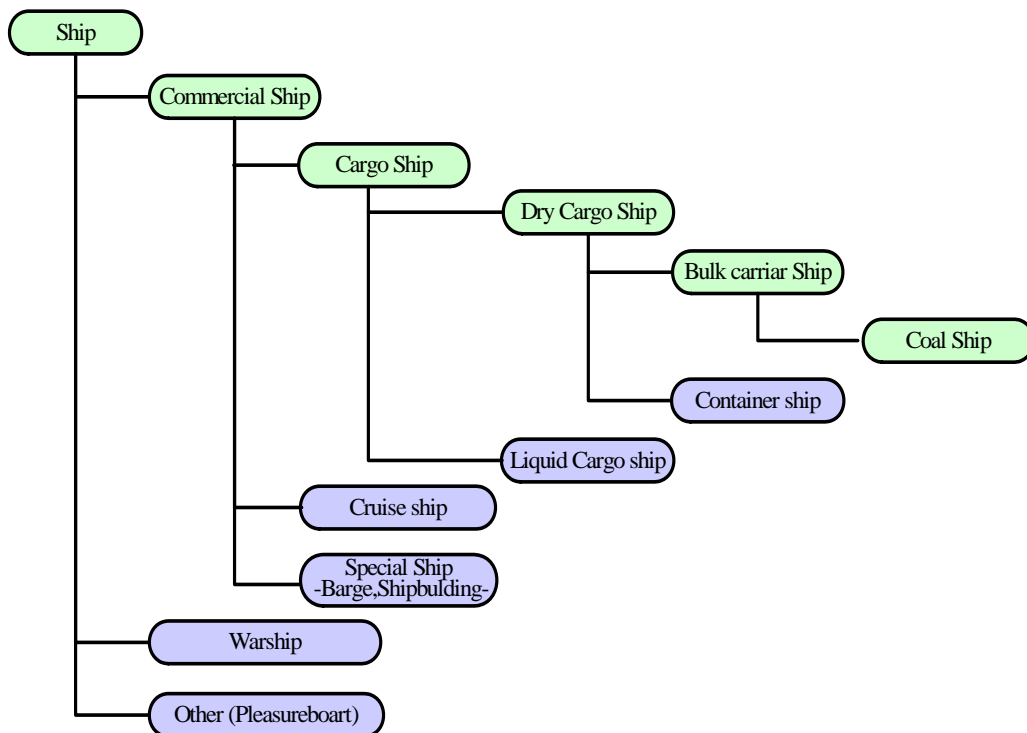


図 6.4-21 貨物別に見る船の種類

出典：JICA 調査団

貨物別には、乾貨(Dry Cargo)、液貨(Liquid Cargo)、その他に大別され、乾貨では、在来船、コンテナ船、バラ積船(Bulk Carrier)に分類できる。

在来船は、雑貨、機械、鋼材などの一般貨物を扱う。コンテナ船は、20 フィート 40 フィートのコンテナ貨物を扱うものである。

バラ積船は、標準バルカー船と専用船に分類され、標準バルカー船は、handy size, panamax size, cape size に分類される。

専用船の種類は、石炭専用船、鉱炭船、チップ専用船、自動車専用船、冷凍船などがある。液貨船は、オイルタンカー、プロダクトキャリアー、ケミカルタンカー、液化ガス運搬船などに分類される。

オイルタンカーは、主に原油などを扱い、プロダクトキャリアーは、石油製品(ナフサ、軽油、重油、灯油、ガソリン)を扱い、ケミカルタンカーは、液体化学製品(ベンゼン、トルエン、ワイン、ミルクなど)を扱う。液化ガス運搬船は、液化天然ガス、液化石油ガスを扱う。

その他に分類されている船の内訳は、客船、クルーズ船、フェリーボート、漁船、曳船、海上自衛隊の護衛船などがある。

(b) バルカー船のサイズ

一般的に船舶の大きさを表す数値は、船舶に実際に積み込むことができる貨物である、燃料、潤滑油、旅客、食料などの重量であり、これを基にして船舶の大きさを表している。

船舶の積載能力を表す事は、商業用重要なトン数であり、貨物船・タンカーなどで普通に「トン数」と言えばこの載荷重量(DWT: Dead Weight)を指す。

バルカー船には、大きく分けて①スモールハンディ (Small Handy)、②スーパーマックスハンディ (Supramax Handy)、③パナマックス(Panamax)、④ケープサイズ(Cape Size) 4つのサイズがある。代表的な船型は、表 6.4-18 代表的な船型のとおりである。

表 6.4-18 代表的な船型

Item	Small Handy	Supermax Handy	Panamax	Cape size
DWT(Dead weight)	32,000	55,000	70,000	170,000
LOA(Length over all)	170	190	225	280
Beam(m)	27	32.2	32.2	47
Full draft(m)	12.5	12.5	13.7	17.8
Number of Hold	5	5	7	9
Hold Capacity (m <sup>3</sup> )	41,000	69,000	102,000	195,000

出典：NYK Presentation material

ハンディサイズ(Handy Size)は、載荷重量 18,000～55,000DWT のばら積船を示し、大きさが手頃で、世界のほとんどの港に入出港できる特徴がある。

ハンディサイズのうち、載荷重量 28,000DWT 以下をスモールハンディ(Small Handy)、載荷重量 45,000DWT～55,000DWT をスーパーマックス(Super max)と分類している。

パナマックス(Panamax)は、Panama と maximum の合成語であり、船のサイズは、パナマ運河を通航できる最大船型であり、長さは、900 フィート（約 274m）以内、幅 106 フィート（約 32.31m）以内の船で、載荷重量が、70,000DWT～75,000DWT クラスを指し、Panamax は、タンカーに限らず、撤積船、鉦石船、コンテナ船などにも用いられる。

チッタゴン石炭火力発電所の石炭運搬については、このパナマックスサイズによる運搬船を使用することを計画しており、このサイズを使用することによって効率化を図る目的で設備計画を行っている。

パナマックスサイズより大きいのはケープサイズ(Cape Size)であり、これはパナマ運河が通航できないことからアフリカ大陸の喜望峰廻りなる載荷重量 150,000DWT～170,000DWT クラスの大型ばら積み船を「ケープサイズ」と呼んでいる。

#### (c) 豪州からの「バ」国、Matarbari までの輸送

「バ」国に新設する Matarbari 港を起点として豪州のニューキャッスル港までの航海日数の試算は、表 6.4-19 豪州、インドネシアの主要港からの航海日数の試算のとおりである。

運搬行程は、図 6.4-22 豪州から「バ」国 チッタゴンまでの輸送行程のとおりである。運搬の条件は、想定積載貨物量を 75,000 トン、試算スピードの前提条件として「バ」国から豪州までの距離を 5,824Mile、積載運搬速度を 13knt(25.3km/h)、豪州ルートは、マラッカ海峡を通過するためシンガポール港に立ち寄って給油補給を行う計画とした。

豪州のニューキャッスル港から「バ」国までの航海日数は、53 日間となる。過去の実績から悪天候日などによる稼働できない日を 20 日とすると運転稼働日を 345 日となり、年間 7 回の輸送が可能となる。

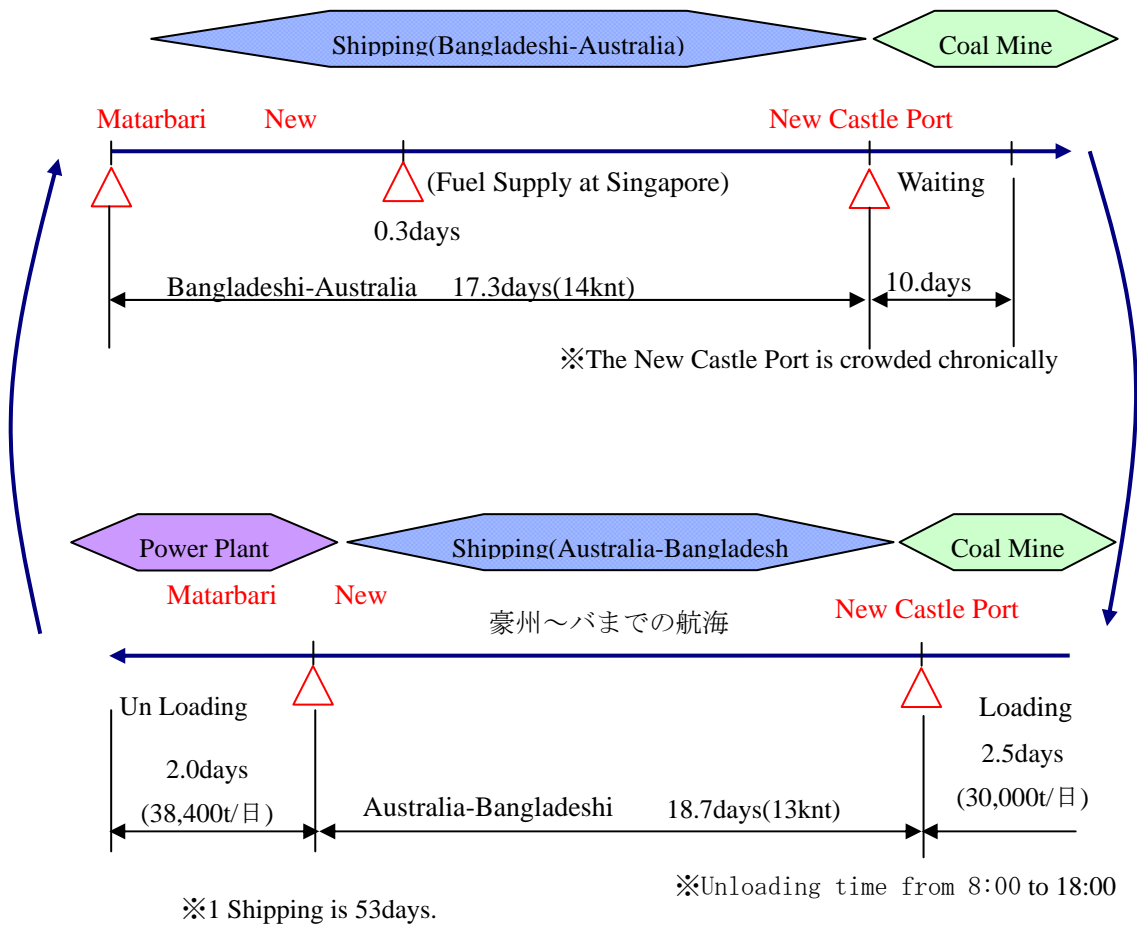


図 6.4-22 豪州から「バ」国 チッタゴンまでの輸送行程

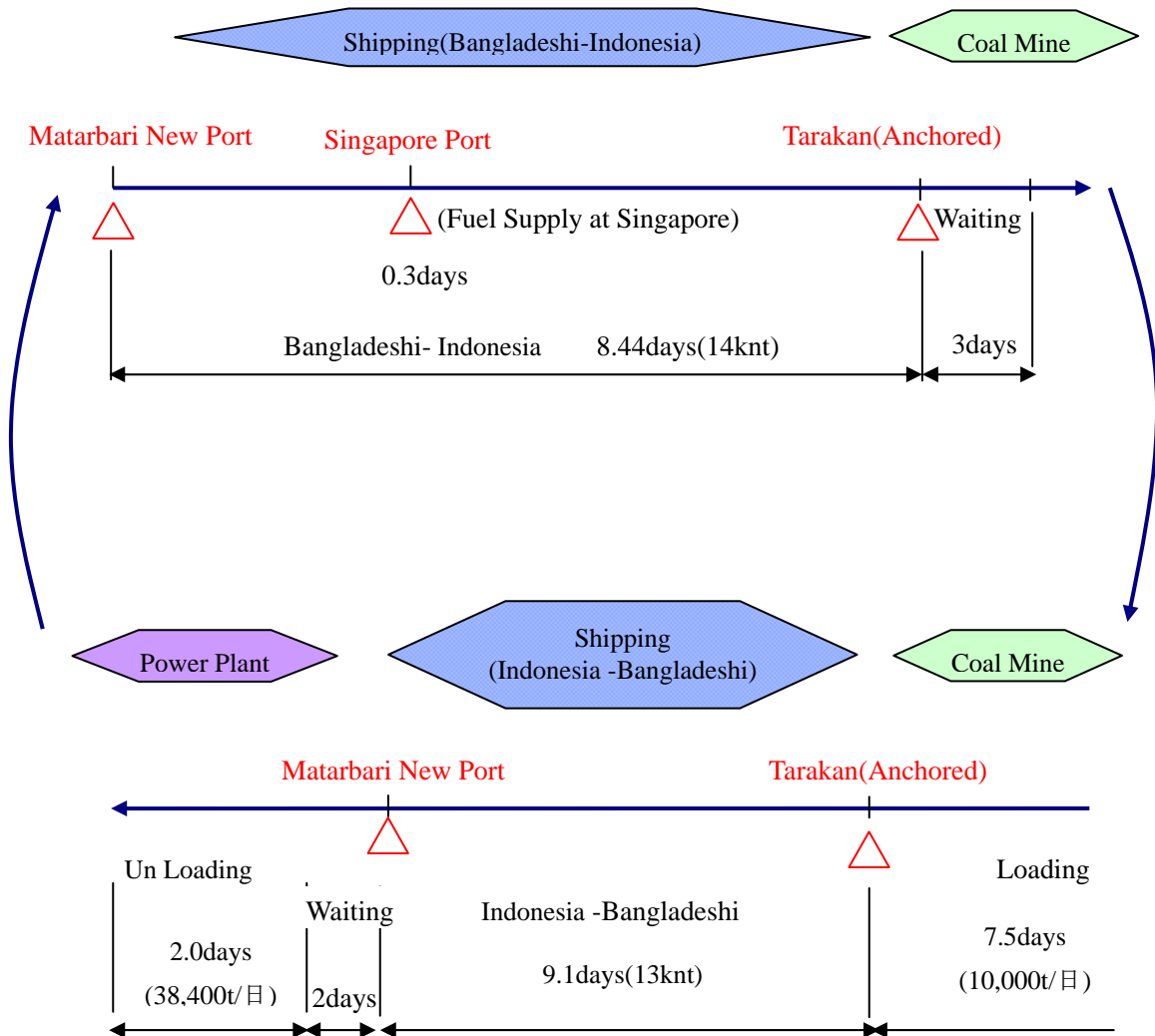
出典：JICA 調査団

(d) 4) インドネシアから「バ」国、Matarbari 港までの輸送

インドネシアから「バ」国までの輸送も豪州と同じで新設する Matarbari 港を起点としてインドネシアの航海日数の試算は、表 6.4-19 豪州、インドネシアの主要港からの航海日数の試算のとおりであり、その表を基にして運搬行程は、東カリマンタン島の Tarakan から試算する。輸送の行程は、図 6.4-23 インドネシア(Tarakan)から「バ」国 チッタゴン港までの輸送行程のとおりである。

運搬の条件は、想定積載貨物量を 75,000 トン、試算スピードの前提条件として「バ」国からインドネシアまでの距離を 2,837Mile、積載運搬速度を 13knt(25.3km/h)、東カリマンタン島ルートも、マラッカ海峡を通過するためシンガポール港に立ち寄って給油補給を行う計画とした。

インドネシアカリマンタン島東部 Tarakan 港(沖積方式 ; Anchored)から「バ」国までの航海日数は、32 日間となる。  
 同様に試算すると年間 11 回の輸送が可能となる。



※1 Shipping is 32days.

図 6.4-23 インドネシア(Tarakan)から「バ」国 チッタゴン港までの輸送行程

出典 : JICA 調査団



表 6.4-19 豪州、インドネシアの主要港からの航海日数の試算

【検討条件】

- 対象船型：PANAMAX 型(DWT76,000)
- 試算スピードの前提条件】
  - ・往航航行速度：14knt、(27.2km/h)
  - ・復航航行速度：13knt、(25.3km/h)
- 積地
  - ・豪州→NSW 州ニューキャッスル、・インドネシア→東カリマンタン島

Item	Representative Port			
	Australia	Indonesia		
Loading Port	NEWCASTLE (Jetty)	TARAKAN (Anchored)	SAMARINDA (Anchored)	TANJUNG BARA(Jetty)
Expectation of cargo Weight (t)	75,000	74,500	75,000	75,000
<b>【Bound】</b>				
Distance of Shipping (Mile)Via Singapore	5,824	2,837	2,647	2,716
Navigation Days (day)	17.33	8.44	7.88	8.08
Time of Fuel Supply at Singapore (day)	0.3	0.3	0.3	0.3
Waiting days of Loading on offing(day)	10	3	3	3
Loading Capacity of one day (t/day)	30,000	10,000	17,000	35,000
The total number of loading days (day)	2.5	7.5	4.4	2.1
<b>【Return】</b>				
Distance of Shipping (Mile)Via Singapore	5,824	2,837	2,647	2,716
Navigation Days (day)	18.67	9.09	8.48	8.71
Waiting days of Unloading(day)	2	2	2	2
Unloading Capacity of One day (t/day)	38,400	38,400	38,400	38,400
The total number of Unloading days (day)	2.0	2.0	2.0	2.0
The total number of navigation days(day)	52.8	32.2	28.0	26.2
The number the annual shipping (Shipping/year)	7	11	12	13
●Annual Operation Days:345days				
●It is 20 <sup>th</sup> non-operation days by bad weather				
<b>【Reference】</b> Quantity of annual procurement coal (t/year)	490,500	797,895	923,250	998,600

出典：JICA 調査団

(e) 海上輸送ルート図

「バ」国の Matarbari 港と豪州のニューキャッスル港間の海上輸送ルートを図 6.4-24 豪州からの海上ルート図に示し、インドネシア、カリマンタン島の Tarakan 港からの海上ルートを図 6.4-25 インドネシア、東カリマンタン島からの海上ルートに示す。

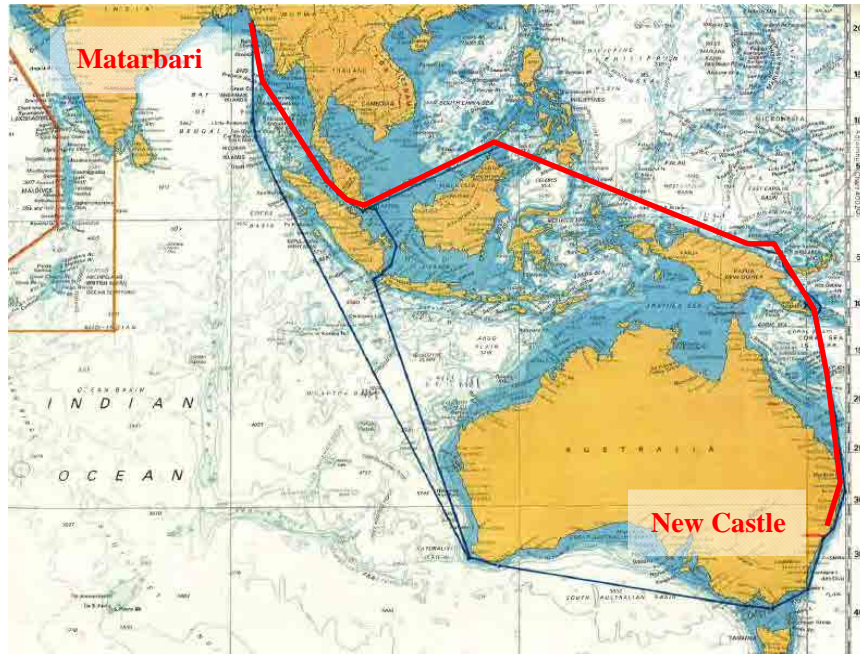


図 6.4-24 豪州からの海上ルート図

出典：JICA 調査団

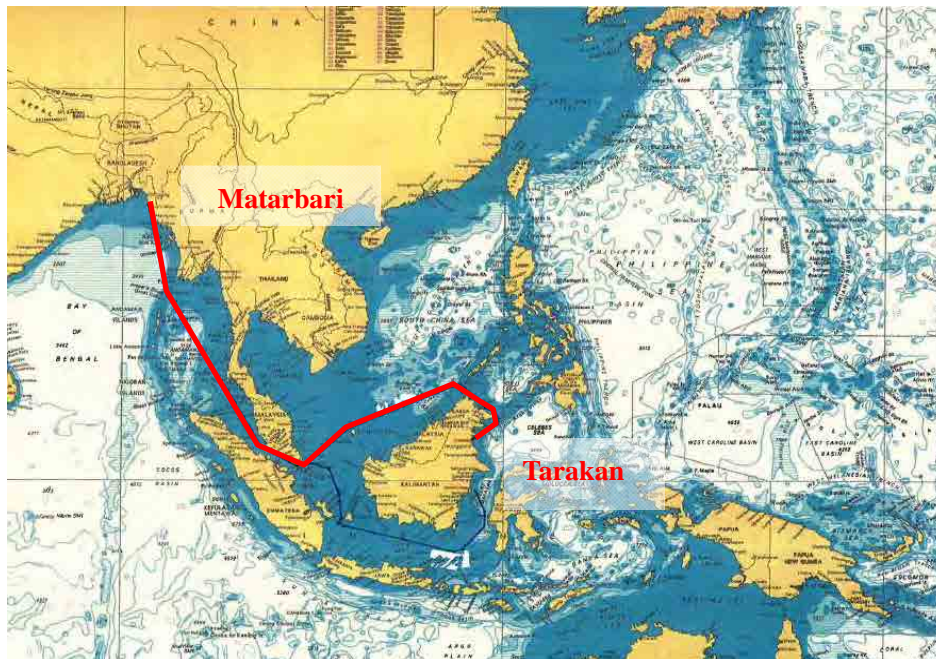


図 6.4-25 インドネシア、東カリマンタン島からの海上ルート

出典：JICA 調査団

## 第7章

### 概念設計



## 第7章 概念設計

### 7.1 プロジェクトの概要

本プロジェクトは「バ」国の南東部に位置する Matarbari 島に、超々臨界圧（以後 USC と記載）技術を活用した Matarbari 石炭火力発電所（2 x 600MW）（以後 Matarbari CFPP と記載）を開発し、同様に建設される 400kV の送電線を通じて PGCB のグリッドに 1,200MW の電力を供給する計画である。

本プロジェクトでは発電プラントを安定して運転するのに十分な量の燃料炭を得るため、大量の石炭を海から移送する必要がある。従って、発電所運転用石炭受入のための燃料炭荷受け燃料バースや発電所への燃料炭移送設備を含む浚渫港湾が必要となる。プロジェクトの全体像は、燃料移送のための港湾設備から 400kV 送電線に接続するためのスイッチヤードを含む Matarbari CFPP の全設備の建設である。本調査は、Matarbari CFPP 建設の可能性を検討し、プロジェクトに対する設備構成や基本設計に取り組むものである。

### 7.2 プラントシステムの基本検討

#### 7.2.1 蒸気サイクルの候補

大型火力発電設備向けには亜臨界、超臨界（SC）および超々臨界（USC）の 3 つの蒸気サイクルが適応されている。本プロジェクトの発電設備の蒸気サイクルを決定するために下記のような各サイクルの予想性能による経済性評価を実施した。

表 7.2-1 大型火力発電設備向けの典型的に蒸気サイクル性能

蒸気サイクルのタイプ	主蒸気圧	主蒸気/再熱蒸気温度
亜臨界	16.6 MPa(g)	538/538°C
超臨界（SC）	24.1 MPa(g)	538/566°C
超々臨界（USC）	24.5 MPa(g)	600/600°C

出典：JICA 調査団

#### 7.2.2 主要部材の材質

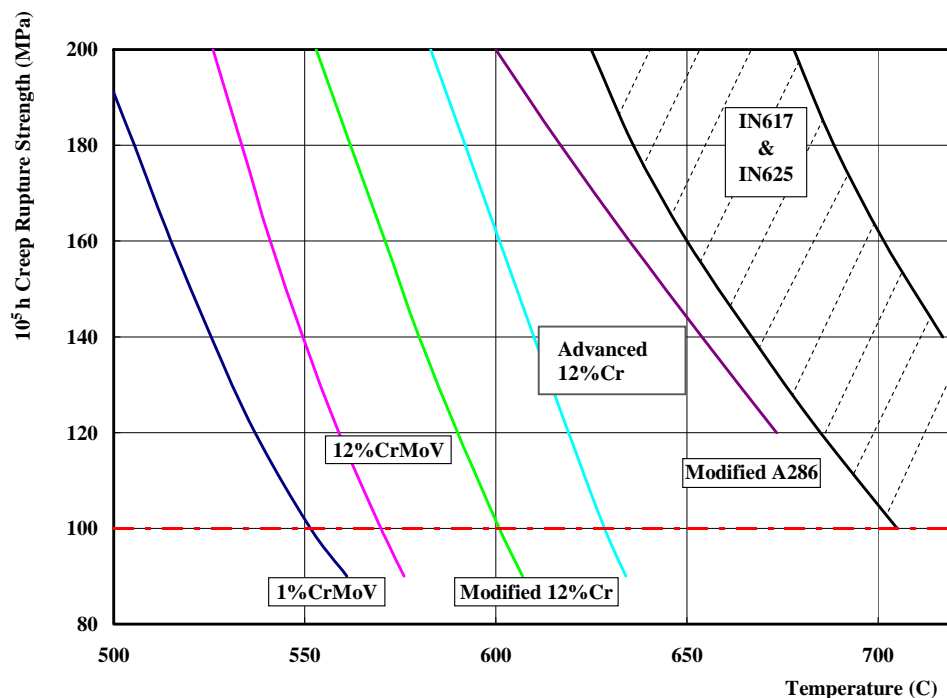
SC および USC の商業化においてボイラ、蒸気タービンの耐高温部材の開発が不可欠である。蒸気と燃焼ガスとの温度差を少なくするためボイラチューブの伝熱面を増加させる必要がある。このような目的のため SC および USC 向けに高クロムフェライト鋼が商業化された。しかしながら改良型 USC（A-USC）で採用されるより高温高圧の蒸気条件の場合、過熱器チューブ、再熱器出口ヘッダーおよび主蒸気管等の肉厚高温部材においては温度の上昇にともない許容応力は低下するためフェライト鋼が使用できない。これに対し、オーステナイト鋼、ニッケル基合金、高クリープ破断強度を有する鉄-ニッケル基合金がそれらの部位に適用しなければならない。図 7.2-1 は各蒸気条件におけるボイラ部材へ適応される材料を示す。

Type of Unit	Conventional Type			Advanced Type	
Pressure (MPa)	25	25	25	30	30~35
SH Temp (°C)	540	566	600	650	700~720
RH Temp (°C)	540	566	600	650	700~750
Water Cooled Wall	Low-alloy Steel			Modified Low-alloy Steel	
Heat Transfer Tube High Temp Parts	2.25 ~ 9 % Cr Alloy Steel			Stainless Steel	Fe-Ni Base Ni Base
Main Steam Pipe Steam Header	9 ~ 12 % Cr Alloy Steel			Modified 9 % Cr	Fe-Ni Base Ni Base

出典：火力原子力発電技術協会誌 (Vol.58, No.8)

図 7.2-1 各ボイラ部材の材質と蒸気条件

蒸気タービンのローター材は一般的に 100MPa 負荷下のクリープ破断時間 10 万時間を保持できる温度が使用温度より高温かどうかで評価することができる。図 7.2-2 に 10 万時間クリープ破断強度と対応する温度を図 7.2-2 に示す。600/600°C USC に対しては改良 12%クロムフェライト鋼かより高性能な材料がローター材として使用される。



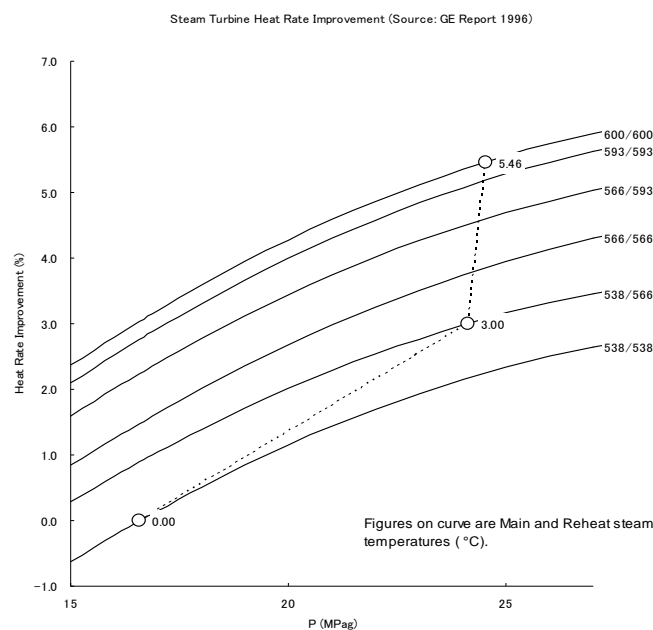
出典：火力原子力発電技術協会誌 (Vol.58, No.8)

図 7.2-2 各材料の 10 万時間クリープ破断強度

7.2.3 各蒸気サイクルの予想性能

(1) 蒸気タービン効率 ( $\eta_t$ )

各蒸気サイクルにおけるタービン熱消費率（もしくは熱効率）の改善効果を図 7.2-4 に示す。蒸気タービン効率 ( $\eta_t$ ) は温度・圧力の上昇とともに改善される。16.6MPag, 538/538°C, 84.7hPa の条件下での亜臨界プラントの予想効率が 45.0%となることから SC (24.1MPag, 538/566°C, 84.7hPa) および USC (24.5MPag, 600/600°C, 84.7hPa) プラントの効率はそれぞれ 3.00% 増の 46.35% および 5.46% 増の 47.46% となる。



出典：GE Power Systems 社報告書（1998）

図 7.2-3 蒸気タービン熱消費率の改善効果

## (2) ボイラ効率 ( $\eta_b$ )

グロス発熱量基準のボイラ効率 ( $\eta_b$ )は 87%と想定される。ここでは亜臨界、SC および USC のすべてのケースにおいて同一のボイラ効率を適用する。

ボイラ効率に影響する主要パラメータは以下である。

- ・ 石炭グロス発熱量: 4700 kcal/kg as received.
- ・ 外気温: 30°C
- ・ 相対湿度: 80%
- ・ 空気過熱器で繰り排ガス温度: 130°C
- ・ 節炭器出口過剰空気率: 15.0%
- ・ 空気過熱器出口過剰空気率: 21.4%

## (3) プラント効率 ( $\eta_{pg}$ )

発電端グロス発熱量基準のプラント効率 ( $\eta_{pg}$ ) は下記の式を使って計算される。

$$\eta_{pg} = \eta_t \times \eta_b / 100 (\%)$$

ここで:

- $\eta_{pg}$ : プラント効率 (%)
- $\eta_t$ : 蒸気タービン効率 (%)
- $\eta_b$ : ボイラ効率 (%)



計算されたプラント効率は亜臨界で 39.15% (基準)、SC で 40.32% (3.00%改善)、USC で 41.29% (5.47%改善)となった。

#### (4) 補機動力消費 (α%)

各蒸気サイクルにおける定格負荷での補機動力消費 (α%) の想定値は以下のようになる。USC の補機動力消費はより高効率のため他のサイクルに対しわずかながら少ない結果となった。

・ USC:	6.48%
・ SC:	6.64%
・ 亜臨界:	6.78%

補機動力消費は補機動力と以下の機器の動力損失の合計である。海水淡水化装置、脱塩装置、水処理装置等の共通設備の動力は含まれない。

- i) 蒸気タービン発電機、ボイラ、電気集塵器、脱硫装置およびそれらの補機、建屋証明、換気システム等の発電プラントに関連する補機動力
- ii) 主変圧器及び補機変圧器、母線および動力ケーブルの動力および損失
- iii) 下記の共通設備の補機動力
  - a. 石炭運搬設備
  - b. 脱硫装置用の薬品準備、排水設備
  - c. 排処理設備

#### (5) 石炭消費量及び二酸化炭素 (CO<sub>2</sub>) 排出量

石炭消費量 (C<sub>C</sub>) and CO<sub>2</sub> 排出量 (E<sub>CO<sub>2</sub></sub>) は以下の式により計算される。

- ・ 石炭消費量:

$$CC = (MWg \times 860 \times 10^3) \times (100/\eta_{pg}) / (GAR \times 1000) \times 8760 \times (CF/100) \text{ (ton/year)}$$

ここで

CC	: 年間石炭消費 (t/year)
MWg	: 定格発電端出力 (MW)
$860 \times 10^3$	: MW から kcal/h への単位換算係数 (kcal/MWh)
$\eta_{pg}$	: グロスプラント熱効率 (%)
GAR	: 石炭受け取りベースのグロス発熱量 (kcal/kg)
8760	: 年間時間数 (h/year)
CF	: プラント負荷率, 80 (%)

- ・ CO<sub>2</sub> 排出量:

$$E_{CO_2} = C_C \times M_{CO_2}/C_A \times (c / 100)$$

ここで

- $E_{CO_2}$  : 年間  $CO_2$  排出 (t/year)
- $C_C$  : 年間石炭消費量（受け取りベース） (t/year)
- $M_{CO_2}$  :  $CO_2$  分子量 44 (kg/kg mol)
- $C_A$  : 炭素原子質量 12 (kg/kg atom)
- $c$  : 石炭の炭素含有量（受け取りベース） (weight %)

各蒸気サイクルにおける石炭消費量と  $CO_2$  排出量の計算結果を表 7.2-2 に示す。経済性に関して USC の石炭消費量は亜臨界のおよそ 5.49% 少ない。同時に相当するボイラ排ガス量も削減される。

600MW2 基が一年間運転した場合（負荷率は 80% と仮定）、600MW2 基では亜臨界に比べ USC では年間 216,400 トンの石炭消費が削減され、年間 396,600 トンの  $CO_2$  排出が削減される。

結論として JICA 調査団は、亜臨界に対する燃料経済性、 $CO_2$  排出削減の観点から本プロジェクトの蒸気サイクルとして USC を選定した。

**表 7.2-2 亜臨界、SC 及び USC の予想性能比較**

	亜臨界 (16.6MPag, 538/538°C)	超臨界 (24.1MPag, 538/566°C)	USC (24.5MPag, 600/600°C)	注
発電機出力 (kW)	1,203,862	1,202,057	1,200,000	定格点
所内動力率 (%)	6.78	6.64	6.48	
正味電気出力 (kW)	1,122,240	1,122,240	1,122,240	開閉所にて
タービン効率 (%)	45	46.35	47.46	
ボイラ効率 (%)	87.0	87.0	87.0	高位発熱量ベース
プラント効率 (%)	39.15	40.32	41.29	発電端および高位発熱量ベース
	Base	3.00% better	5.47% better	
Fuel heat input, HHV ( $10^6$ kcal/h)	2,644	2,564	2,499	荷受けベース
Gross calorific value of coal (kcal/kg)	4,700	4,700	4,700	A 荷受けベース
Coal consumption (t/h)	562.66	545.45	531.78	荷受けベース
Plant capacity factor, %	80	80	80	
Coal consumption (t/year)	3,943,100	3,822,500	3,726,700	
	Base	120,600 less	216,400 less	
Carbon content in coal, wt. %	50	50	50	荷受けベース

	亜臨界 (16.6MPag, 538/538°C)	超臨界 (24.1MPag, 538/566°C)	USC (24.5MPag, 600/600°C)	注
CO <sub>2</sub> gas emission (t/year)	7,229,000	7,008,000	6,832,400	
	Base	221,000 less	396,600 less	
		(3.06% better)	(5.49% better)	

出典：JICA 調査団

Note: 上記の性能は本プロジェクト用の典型的な石炭性状に基づき想定した。

#### 7.2.4 蒸気サイクルの経済性評価

USC プラントは亜臨界プラントに比べより高効率なため、相当量の石炭消費を軽減することができる。一方、USC プラントの建設費は亜臨界圧プラントのそれより幾分高い。

建設費と運営費の双方を考慮して本プロジェクトのいくつかの前提条件のもと、亜臨界、超臨界および USC プラントの経済評価を行った。

##### (1) 方法

USC および亜臨界プラントの発電効率は表 7.2-2 に示す予想性能値を用い、それぞれの燃料費と建設費の正味現在価値を比較した。建設費と燃料費の正味現在価値が小さいプラントの方が他方より経済的と評価される。

##### (2) 評価

- ・ 総出力 : 1,200,000 kW
- ・ 所内動力率 : 6.48%
- ・ 発電所運用期間 (m) : 25 年
- ・ 負荷率 : 80%
- ・ 割引率 (i) : 10%/年
- ・ 燃料費エスカレーション率 (e) : 4.7%/年 (注-1)
- ・ 修正年金原価係数 : 14.0 (注-2)
- ・ 石炭総熱量 : 4700kcal/kg 荷受けベース
- ・ 石炭単価 : 63.5 ドル/t (4700kcal/kg) (Note-3)

注:

1. 燃料費エスカレーション率は 6.4.6 節に記載するインドネシア炭の 2012 年から 2013 年までの想定値を用いた。
2. 修正年金原価係数は以下の式により算出される。  

$$\text{修正年金原価係数} = (1+e)\{(1+i)^m - (1+e)^m\} / (i-e)(1+i)^m$$
3. 石炭単価は 6.4.6 節に記載する 2012 年のインドネシア炭の 2012 年価格。

(3) 燃料費の正味現在価値

燃料費の正味現在価値は以下の式で算出される。

$$\text{燃料費の正味現在価値} = \text{年間石炭消費量 (t/年)} \times \text{石炭単価 (ドル/t)} \\
 \times \text{修正年金原価係数 (-)}$$

計算結果を表 7.2-3 に示す。

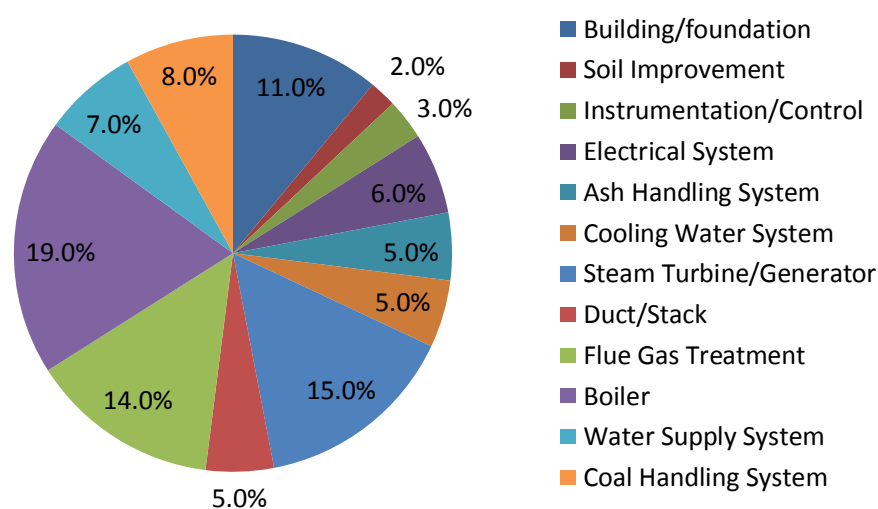
表 7.2-3 燃料費の正味現在価値

	亜臨界	超臨界	USC
年間石炭消費量 (t/年)	3,970,000	3,848,000	3,752,000
	Base	-120,600	-216,400
石炭単価 (ドル/t)	63.5	63.5	63.5
年間石炭費 (百万 ドル/年)	250	243	237
	ベース	-7	-13
修正年金原価係数	14.0	14.0	14.0
(4) 燃料費の正味現在価値(百万ドル)	ベース	-107	-193

出典：JICA 調査団

(5) 発電プラントの建設費

図 7.2-4 は USC 石炭火力発電所の各設備のコスト割合を示す。亜臨界と USC の建設費の差を評価するため、図 7.2-4 に示す USC のコスト内訳一例をもとに亜臨界の建設費を算出した。



出典：CCT Workshop 2008 in Japan

図 7.2-4 USC 石炭火力発電所のコスト内訳

表 7.2-4 に本プロジェクトの試算結果を示す。亜臨界の項目毎の建設費(Ab)は USC のそれ(At)を相対比(At/Ab)で除することにより求めた。

各項目の相対比(At/Ab)は以下のように算出した。

- i) 建屋・基礎工事、制御・計装、用水装置の建設費は亜臨界と同等と考えられる。よって、 $At/Ab=1.00$  とした。
- ii) 熱効率の良い USC の土地改良工事、灰処理装置、煙道・煙突、貯運炭装置の設備容量は亜臨界のその 5.5% 小さいとした。2/3 乗則を適用すると、USC の建設費は 3.7% 小さい、即ち  $At/Ab = 0.963$  とした。
- iii) 蒸気タービン発電機については、USC は亜臨界と同容量である。しかしながら主蒸気・再熱蒸気温度および給水圧力がより高いことの蒸気タービン、給水加熱系統への影響を考慮すると USC は 3.5~7% の建設費の増加が見込まれる。
- iv) USC ボイラについては、蒸気・給水系の運転圧力は亜臨界の 1.5 倍高く、過熱器・再熱器出口における蒸気温度は亜臨界より約 60°C 高い。そのためチューブ・配管厚の増加、部材のグレードアップ、過熱器・再熱器伝熱面積の増加により建設費が 20~30% 亜臨界より高い、即ち  $At/Ab = 1.20\sim 1.30$  とした。

表 7.2-4 石炭火力発電所建設費の比較

項目		USC 建設費 At	相対比 At/Ab	亜臨界建設費 Ab
建屋・基礎工事	%	11.0	1	11.0
土地改良工事	%	2.0	0.96	2.1
制御・計装	%	3.0	1	3.0
電気設備	%	6.0	1	6.0
灰処理装置	%	5.0	0.96	5.2
冷却水設備	%	5.0	0.94	5.3
蒸気タービン発電機	%	15.0	1.035-1.07	14.0-14.5
煙道・煙突	%	5.0	0.96	5.2
排煙処理装置	%	14.0	0.96	14.5
ボイラ	%	19.0	1.20-1.30	14.6-15.8
用水装置	%	7.0	1	7.0
貯運炭装置	%	8.0	0.96	8.3
合計	%	100	-	96.3-98.0

出典：JICA 調査団

## (6) 経済性評価

上記の試算の結果から USC の石炭コストの正味現在価値は亜臨界のその 193 百万ドル小

い。

一方、USC 建設費は亜臨界の 2~4% 高い。亜臨界の単位出力当たりの建設費が 1,500~2,000 ドル/kW のとき、USC 建設費は亜臨界のその 36~96 百万ドル高い。(1,200,000 kW x 1,500 ~ 2000 ドル/kW x 0.02 ~ 0.04 = 36 ~ 96 百万ドル)

従って、USC の建設費と石炭コスト正味現在価値の合計は亜臨界より 98~158 百万ドル安いとの試算結果となり、本プロジェクトにおいて USC は亜臨界より経済的であるとの結論となった。

表 7.2-5 亜臨界および USC 石炭火力発電所の経済性比較

Item	Unit	Subcritical	USC
Net Present Value of Coal Costs	Million USD	Base	193 less
Construction Costs	Million USD	Base	36 to 96 more expensive
NPV of Coal Costs + Const. Costs	Million USD	Base	97 to 157 more economical

出典：JICA 調査団

### 7.3 業務範囲

#### 7.3.1 一般

本プロジェクトの基本構成は 2 x 600MW の石炭焼き火力発電所及び 400kV 送電線と Anowara 変電所(400kV 送電線の 2 回線引き込み用の 400kV 開閉器のみ)から成る。そして運転可能な設備 1 式的设计、供給、建設、設置、点検、試運転および試験を含んでいる。

本プロジェクトの EPC 契約は、建設工事に関するエンジニアリング及び管理の全てを要求するもので、これらの仕様において”provide”, “furnish”, “supply”, “furnish や install”などの用語が使用されるときには、設備、機器やシステムが他の者により設置されると明記されていなければ、契約者が全てのシステムや設備を供給および設置することを意図するものである。

契約には設備類の適切な運転に必要な技術的要件を備えた請負者及びそのベンダーが実施する工事開始時の土地造成から運転可能な設備類に要求される起動および試験までの全ての現場での作業ならびに設備の運転・維持管理を担務する職員の研修を含んでいる。

発電所の運転員は、請負者の指導員と共同で設備の点検、起動及び初期の運転を実施する。請負者は全ての設備の設計、建設および補機類の起動から運転までの技術移転による発電所職員の育成を図る。

#### 7.3.2 請負者が実施する業務

請負者が実施する業務は、設計、設計のための情報収集に必要な調査、発注者の許可、免許、進捗監視に関する第 3 者との調整窓口、資材や設備の調達、建設及び組み立て、輸送、機器輸入の報告、関連法規及び補機類の起動、試運転ならびに性能試験の要求事項の順守、発電所職員の

研修、竣工図を含む契約関連図書の提出、その他仕様書に明記されている範囲内で、プラントの運転に必要な設備や業務などの一連のプロジェクト管理を含んでいる。

(1) ボイラ及び補機器/機材

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) ボイラ
- 2) 石炭バンカ
- 3) 石炭粉砕機
- 4) 石炭フィーダ
- 5) 石炭バーナ
- 6) 点火用バーナ
- 7) 起動用油バーナ
- 8) 押込ファン
- 9) 一次空気ファン
- 10) 煤吹装置
- 11) 空気予熱器
- 12) 誘引ファン
- 13) 電気集じん機
- 14) 排煙脱硫装置
- 15) 煙突
- 16) 燃料油サービスタンク
- 17) 燃料油ポンプ
- 18) 必須予備品
- 19) 工具および検査機器
- 20) 受渡試験・初期運転(3ヶ月)の消耗品と機材

(2) 石炭および燃焼灰取扱設備/資材

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) 石炭取扱設備
  - a. 石炭荷揚げ設備
  - b. 石炭荷揚げ用コンベヤー
  - c. スタッカー/リクレイマー
  - d. 貯炭場
  - e. 石炭払出コンベヤー
  - f. 石炭移送コンベヤー
  - h. 最低限の必須のスペアパーツ
  - i. 工具および試験装置
  - j. 3ヶ月分の試運転と初期運転用の消耗品や資材(記録用紙など)
- 2) 燃焼灰取扱設備

- a. 火炉ボトムクリンカー取扱設備
- b. フライアッシュ収集設備
- c. フライアッシュ貯蔵サイロ
- d. 燃焼灰送り出しコンベヤー
- e. 最低限の必須のスペアパーツ
- f. 工具および試験装置
- g. 試運転と初期運転用の消耗品や資材

### (3) 蒸気タービンおよび補機

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) 蒸気タービン
- 2) 復水器
- 3) 蒸気タービンバイパス装置（高圧バイパス）
- 4) 蒸気タービンバイパス装置（低圧バイパス）
- 5) 復水器電気防食装置
- 6) 復水器細管洗浄装置
- 7) モータ駆動復水器真空ポンプ
- 8) 復水ポンプ
- 9) グランド蒸気復水器
- 10) 復水脱塩装置
- 11) 低圧給水加熱器
- 12) 脱気器
- 13) タービン駆動ボイラ給水ポンプ
- 14) モータ駆動ボイラ給水ポンプ
- 15) 高圧給水加熱器
- 16) 冷却水ポンプ
- 17) 軸受冷却水冷却器
- 18) 補助油ポンプ
- 19) 緊急軸受油ポンプ
- 20) 油冷却器
- 21) ターニングギア
- 22) ターニングギア油ポンプ
- 23) 蒸気タービン監視装置
- 24) スペアパーツ
- 25) 工具・試験器具
- 26) 試運転及び初期運転用の消耗品・資材

### (4) プラント補機

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。



- 1) 補助ボイラ
- 2) スクリーン、ポンプ、配管を含む循環水供給系統
- 3) 所内用水供給設備・タンクを含む脱塩装置
- 4) 純水装置
- 5) 補給水タンク
- 6) 薬品注入・サンプリング装置
- 7) 水素製造装置
- 8) 窒素・酸素製造装置
- 9) 二酸化炭素・窒素供給系統
- 10) 圧縮空気供給系統
- 11) 排水処理設備
- 12) 防火設備
- 13) 化学分析室備品

#### (5) 電気設備/資材

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) 発電機と励磁装置を含めた補機設備
- 2) 発電機主回路設備（相分離母線、電圧変成器、サージアブソーバー、中性点接地抵抗器など）
- 3) 発電機回路開閉装置（発電機遮断器と断路器および接地開閉器）
- 4) 発電機昇圧変圧器および付属品
- 5) ユニット補助変圧器および付属品
- 6) ステーション補助変圧器および付属品
- 7) 6.6kV 中圧開閉装置及び計器と保護継電器
- 8) 415V ユニットおよび共通開閉装置
- 9) 415V 必須開閉装置
- 10) モーターコントロールセンター(MCC)
- 11) 無停電電源装置(UPS)
- 12) 非常電源供給装置
- 13) 直流電源装置
- 14) 発電機および変圧器保護継電器
- 15) 電気防食装置
- 16) 動力ケーブルおよび配線資材
- 17) 制御ケーブルおよび配線資材
- 18) ケーブルトレイと付属品
- 19) 接地資材
- 20) プラント照明設備
- 21) 通信装置

(6) 計測・制御装置および資材

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) プラントインターロック装置
- 2) ボイラー制御装置
- 3) バーナー制御装置
- 4) タービン制御装置
- 5) プラント補助インターロックとシーケンス制御装置
- 6) データ収集・履歴記録装置と検索システム
- 7) ローカル制御装置
- 8) 遠方監視装置
- 9) プラント排気監視装置
- 10) 燃料石炭分析装置
- 11) 回転機振動監視装置
- 12) 水・蒸気分析装置
- 13) 計装および制御ケーブル

(7) 400kV 開閉所設備および資材（気中絶縁開閉器）

本業務には、以下の機器/機材を含むものとするが、これに限定するものではない。

- 1) 400kV 遮断器
- 2) 400kV 断路器、含む接地開閉器
- 3) 変流器
- 4) 電圧変成器
- 5) 避雷器
- 6) 母線および導体
- 7) ベイ制御ユニット (BCU)
- 8) 変電所制御装置 (SCS)
- 9) SCADA
- 10) 保護リレーおよび計測装置
- 11) 交流および直流補助電源、蓄電池と無停電電源装置を含む
- 12) 通信およびデータ送信装置、ケーブルとケーブル路
- 13) 鉄構
- 14) その他現場装置

(8) 港湾施設

以下は港湾施設／港湾工事を示すが、この限りではない。

- 1) 船舶航路
- 2) ターニングベースン、泊地
- 3) 石炭栈橋
- 4) 燃料油栈橋
- 5) 物揚場

- 6) 護岸
- 7) 張石被覆工事
- 8) 準備工事
- 9) 浚渫工事
- 10) 掘削工事
- 11) 栈橋杭打設工事

(9) 土木構造物と建築建屋

業務は以下に示す土木構造物と建築建屋とするが、以下に示す土木構造物と建築建屋に限定されない。

- 1) 現場準備工
- 2) 土工事及び整地工
- 3) 盛土工及び盛土工斜面の保護工
- 4) 発電所内の全ての機器、設備の基礎工事及び杭工事
- 5) 貯炭場内の全ての機器、設備の基礎工事及び杭工事
- 6) 灰捨場内の全ての機器、設備の基礎工事及び杭工事
- 7) 石炭荷役機器、設備及び灰処理機器、設備の基礎工事及び杭工事
- 8) 築堤工及び築堤斜面の保護工
- 9) 仮設設備（防火、救急施設と医療サービス、照明、現場のセキュリティー）
- 10) 仮設建屋
- 11) 資機材置き場及び業者エリア
- 12) 準備工
- 13) 伐採除根
- 14) 仮設道路、仮設排水設備、その他の仮設設備
- 15) ダクト工、排水ピット工、配管工
- 16) 地下設備
- 17) 造園工
- 18) 警備用フェンス、アクセスコントロール
- 19) 道路、駐車場、舗装工
- 20) 排水パイプ、導水路
- 21) ケーブルトレンチ、ダクト
- 22) 雨水排水工
- 23) パイプラック基礎、パイプサポート基礎
- 24) 汚水排水工
- 25) 工場排水設備
- 26) 排水貯蔵池、凝固沈殿タンク
- 27) ボイラー構築物、被覆工、煙突工
- 28) タービン建屋工、基礎工
- 29) 電気室

- 30) 制御室、制御棟
- 31) 作業場、倉庫、日常保守用標準設備及び器具
- 32) 変圧器コンパウンド
- 33) 400kv 開閉所制御室
- 34) 水処理設備建屋、関連タンク基礎
- 35) 土木業務の内、冷却水処理システムに係わる、冷却水取水構造物、冷却水ポンプ室、地下冷却水取水カルバート、地下冷却水放水カルバート、放水構造物
- 36) HVAC システム
- 37) 発電所火災探知システム
- 38) 建屋電気設備、雑電源設備(コンセント等)、屋内通常照明、非常灯、避難灯
- 39) 道路照明、発電所建屋、構造物照明
- 40) 避雷設備
- 41) 日常の保守運用の為に昇降用けた、昇降用設備などの発電所サービスプラットホーム、建屋設備
- 42) 発注者により規定された発注者技術者の為の事務所、設備
- 43) 地盤沈下の対策工
- 44) 生活道路建設工

#### (10) Construction Works

発電設備および港湾設備の工事は下記に限定されるものではないが、建設および起動/試運転業務を含む。

- 1) 工事における懸念に対する安全安心を維持するための工程、進捗および工事監理を含む建設工事管理
- 2) 工事における全局面をカバーする品質保証/品質管理のプログラムの準備、実行及び管理
- 3) 建設/設置、配管、配線と試運転に必要な全ての図書/図面の準備
- 4) 建設及び試運転に必要な全ての設備、消耗品および工具類の準備
- 5) 飲料水/用水、照明および排水/衛生施設を含む必要な設備を備えた現場事務所/住居の準備
- 6) 全ての設備や資材用保管庫の準備
- 7) 通知書と書類作成の必要な手続きを伴う船積み及び通関手続き
- 8) 全ての地方、州および政府の許可の取得と確保
- 9) 全設備/資材について品質を維持された状態での輸送、保管及び取り扱い
- 10) 補機類の起動から初並列までの間の燃料費
- 11) 電気、用水、ガス及び圧縮空気を含む建設用ユーティリティーの準備
- 12) 全設備の建設、設置、調整及び組み立て
- 13) 全設備の配管及び配線
- 14) 全設備の試験及び試運転
- 15) 保障/要求データ/特性の検証を含む性能試験
- 16) 全設備の洗浄及び現場での建設後の必要な全資材の洗浄
- 17) 建設工事管理

- 18) 冷却水の条件を明確にするための水文、海底及び再循環調査
- 19) 現場の地形地質調査/ボーリング調査
- 20) 現場の土質調査
- 21) 建設のための労働力及び工具類
- 22) 建設施設
- 23) 安全および損失抑制プログラム
- 24) 品質保証プログラム
- 25) 調達進捗管理
- 26) メーカーの現地業務
- 27) (通関手続きを含む)設備や資材の受領、取り扱い及び保管
- 28) 運転前点検、試験及び試運転
- 29) 建設完了及び現地仕上げ工事
- 30) 保管エリアの建設
- 31) 建設期間中の応急手当及び安全確保
- 32) 発注者の要求に応じた調整会議や他の会議への出席

#### (11) 技術的業務

発電設備および港湾設備の工事に関する業務は、限定されるものではないが下記を含む。

- 1) 工事において懸念される予期しない困難や障害の解決のための工程及び進捗を含むプロジェクト管理
- 2) 発注者への定期報告を含む全工事/設備に関する品質保証
- 3) 発注者やコンサルタントに提出する全システム及び設備の設計、書類や図面の準備
- 4) 求められた時に購入書類が開示可能な全設備の調達/製造
- 5) 発注者への事前の書類提出及び結果報告を伴う工場テスト
- 6) 発電所職員に対する効果的な設備/資材を使用した工場研修
- 7) 机上業務及び試験を含む現場研修
- 8) 保護リレー設置計画の準備
- 9) 設計検証、進捗及びプロジェクトの調整のための会議出席
- 10) 運転維持管理マニュアルの準備
- 11) プロジェクト実施中に追加要求される図面及び図書の準備

#### 7.3.3 400 kV 送電線と変電所設備

##### (1) 送電線設備と資材

仕事は次の設備および資材を含む、しかしこの限りではない:

- 1) 2 回線 400 kV 架空送電線鉄塔
- 2) 基礎
- 3) 碍子および付属品
- 4) 導体とその付属品

5) 接地線、OPGW とその付属品

(2) 送電線建設

仕事は次の設備および資材を含む、しかしこの限りではない:

- 1) 雇用者によってサポートされた送電線の経路の設計
- 2) 現場準備と仮設工事、もし必要なら既存設備の撤去と移転も含む
- 3) 土壌調査
- 4) 現場の地形の調査
- 5) 土工事および整地工
- 6) 杭工事（必要ならば）
- 7) 保安用柵と入構管理
- 8) 道路
- 9) 仮設建物、排水設備とサービス
- 10) 鉄塔と鉄塔の基礎を含めた土木と建設工事
- 11) 造園工

(3) 送電線エンジニアリングワーク

これらの活動は送電線に関連している設計、建設、現場での試験などプロジェクト管理を含む。

(4) 変電所設備および資材

仕事は次の設備および資材を含む、しかしこの限りではない:

400kV Anowara 変電所の拡張： 前述の送電線のために付属単線結線図に指示されるように、2x400kV の供給ベイが提供されるであろう。

- 1) 400kV2 重母線
- 2) 400kV 遮断器
- 3) 400kV 断路器
- 4) 400kV 接地開閉器
- 5) 電圧変成器
- 6) 変流器
- 7) 避雷器
- 8) 保護装置
- 9) 制御監視装置および SCADA の改造
- 10) 動力と制御ケーブル
- 11) 通信とデータ送信装置、高圧線の終端における電力線搬送装置(PLC)
- 12) 低圧交流設備
- 13) 直流電源

(5) 変電所建設工事

仕事は次の項目を含む、しかしこの限りではない:

- 1) 400kV Anowara 変電所 の現在の実状の調査

- 2) 土木工事 (接地線、基底部、鉄構など)
- 3) 装置の据付
- 4) 保護および制御装置の接続工事
- 5) 試験

(6) 変電所エンジニアリングワーク

仕事は変電所に関連している設計、建設、現場での試験など完全なプロジェクト管理を含む。

7.3.4 発注者が実施する業務

発電所に関連する下記の業務は発注者または他の者により実施される。

- 1) 現地での請負者への工事場所の提供
- 2) 初点火(並列)以降の燃料炭及び軽油
- 3) 環境影響評価(EIA)
- 4) 発電設備の建設と運転に関する全ての必要な環境上の許可(請負者は要求される環境上の許可を得ることにおいて、発注者や他社を支援するため、供給する発電設備及び業務に関する全ての必要な情報を提供する。)
- 5) 請負者による特定の場所での実地研修並びに請負者の技術指導下での試運転、初期運転や性能試験への運転員及び維持管理員の提供

7.4 発電所設計の基本条件

7.4.1 設計条件

様々な気象データから想定した Table 7.4-1 に示す設計条件(案)に従い計画する。最低外気温(乾球)は Kutubdia 観測所での 1992 年から 2011 年の 1 月の暦日最低気温を統計処理することによって求めた。最高外気温(乾球)は Kutubdia 観測所での 1992 年から 2011 年の 4.5 月の暦日最高気温を統計処理することによって求めた。設計外気温(乾球)は Kutubdia 観測所での 20 年間の代表的なデータから求めた。年間降雨量は Kutubdia 観測所での 1992 年から 2011 年のデータから求めた。

経済的連続運転定格出力 (“ECR”) での設計外気温(乾球)および相対湿度、設計海水温度はそれぞれ 30°C, 80% および 30°C である。これら設計条件(案)は限られた気象データをもとに仮に設定したものであり、今後の設計段階で見直されるべきものである。

表 7.4-1 設計条件 (案)

性能保証条件としての 設計外気温(乾球) / 相対湿度	30°C / 80%
設計海水温度 ECR / タービンケーパビリティ	30°C / 32°C
最低 / 最高 相対湿度	20% / 100%
最低外気温(乾球) / 最高外気温(乾球)	15°C / 35°C
気圧	0.1013 MPa

標高	10m+ MSL 主要機器エリア
海水面	High Water Level = +2.2m M.S.L. Low Water Level = -2.2m M.S.L.
地震係数*	0.15 (Zone 2)
設計風速*	72.2 m/s (Chittagong)
年間降雨量	4877 mm
最大降雨強度 (1 時間値)*	85 mm/hr
雪荷重	0 kg/m <sup>2</sup>

出典：\*: Bangladesh National Building Code 2006, その他: JICA 調査団

表 7.4-2 に設計炭仕様(案)を示す。輸入炭の平均熱量は 4,700 kcal/kg で本調査の様々な評価に使用される。石炭性状の詳細は 6 章で述べる。

表 7.4-2 設計炭仕様(案)

全水分 (Air dry.%)	18.3 – 38.0
固有水分 (Air dry.%)	10.2 – 25.0
灰分 (Air dry.%)	3.0 – 15.1
硫黄分 (Air dry.%)	0.1 – 1.0
総熱量 (荷受けベース kcal/kg)	4,200 - 5200

出典：JICA 調査団

#### 7.4.2 想定プラント性能

Matarbari CFPP の ECR 条件での想定プラント性能を表 7.4-3 に示す。

表 7.4-3 想定プラント性能

発電端出力 (kW) (ECR)	2 x 600,000
補機動力 (%)	6.48
正味出力 (kW)	2 x 561,120
タービン効率 (%)	47.46
ボイラ効率 (%)	87.0
プラント効率 (%)	41.29

出典：JICA 調査団

注： 設計外気温(乾球) / 相対湿度: 30°C / 80%  
 設計海水温度 / 復水器真空度: 30°C / 84.7 hPa  
 蒸気条件: 24.5MPag, 600/600°C  
 石炭総発熱量: 4700kcal/kg (荷受けベース)



### 7.4.3 規格

#### (1) 一般

発電プラントの構成、システムや設備は、下記の団体が発行する最新版が公表されている規格（国際的に認められて適用可能なもの）に従って、メーカーの工場において設計、製作、組み立て並びに試験が行われる。また現地においては設置および設置後のテスト並びに試運転も下記の基準に準拠する。そしてそれらは、発電所の安全を確保するために適用されること。

#### (2) 国際的に認められている規格一覧

参照される規格の団体名は以下の通り；

略語	団体名
ACI	<u>A</u> merican <u>C</u> oncrete <u>I</u> nstitute
AISC	<u>A</u> merican <u>I</u> nstitute of <u>S</u> teel <u>C</u> onstruction
AISI	<u>A</u> merican <u>I</u> ron and <u>S</u> teel <u>I</u> nstitute
ANSI	<u>A</u> merican <u>N</u> ational <u>S</u> tandards <u>I</u> nstitute, Inc.
API	<u>A</u> merican <u>P</u> etroleum <u>I</u> nstitute
ASME	<u>A</u> merican <u>S</u> ociety of <u>M</u> echanical <u>E</u> ngineers
ASTM	<u>A</u> merican <u>S</u> ociety for <u>T</u> esting and <u>M</u> aterials
AWS	<u>A</u> merican <u>W</u> elding <u>S</u> ociety
AWWA	<u>A</u> merican <u>W</u> ater <u>W</u> orks <u>A</u> ssociation
HEI	<u>H</u> eat <u>E</u> xchange <u>I</u> nstitute
HIS	<u>H</u> ydraulic <u>I</u> nstitute <u>S</u> tandard
IEC	<u>I</u> nternational <u>E</u> lectrotechnical <u>C</u> ommission
IEE	<u>I</u> nstitute of <u>E</u> lectrical <u>E</u> ngineers
IEEE	<u>I</u> nstitute of <u>E</u> lectrical and <u>E</u> lectronics <u>E</u> ngineers
ISO	<u>I</u> nternational <u>O</u> rganization for <u>S</u> tandardization
JIS	<u>J</u> apan <u>I</u> ndustrial <u>S</u> tandard
MSS	<u>M</u> anufacturer's <u>S</u> tandardization <u>S</u> ociety of the Valve and Fittings Industry
NACE	<u>N</u> ational <u>A</u> ssociation of <u>C</u> orrosion <u>E</u> ngineers
NEMA	<u>N</u> ational <u>E</u> lectrical <u>M</u> anufacturers <u>A</u> ssociation
NFPA	<u>N</u> ational <u>F</u> ire <u>P</u> rotection <u>A</u> ssociation
SSPC	<u>S</u> teel <u>S</u> tructures <u>P</u> ainting <u>C</u> ouncil
TEMA	<u>T</u> ubular <u>E</u> xchanger <u>M</u> anufacturers <u>A</u> ssociation

#### 7.4.4 発電所配置計画

##### (1) 計画地の概況

本調査団は、2012年9月Matarbari地点において現地踏査を実施した。現地踏査にあつたては、石炭火力発電所(2 x 600MW)建設敷地の配置の成立性を見るために実施したものであり、東経 91°52'58"、北緯21°42'15"、Cox's Bazar地区Maheskhali Upazila、Matarbari islandを踏査した。この候補地は、西はベンガル湾に面し、東はKohelia Riverがあり、北側はMatarbari union、南側はDhalghata union の民家が存在した。

発電所計画地の概況を以下に示す。

- ・ 計画地ではいくつかの用水路、低地などが確認できたが、敷地全域はほとんど平地であつた。発電所建設を阻害する重大な要因、構造物はないものと考えられる。
- ・ 計画地の敷地は、魚の養殖場、塩田として利用されており、敷地に引水するための水路が確認できた。
- ・ 計画地の敷地ではいくつかの仮設的な住宅が見受けられたが、電柱や舗装された道路などはなく、比較的自由度をもって発電所敷地境界を定めることができるものと考えられた。

現場踏査結果による発電所計画地の状況写真を図 7.4-1 ならびに図 7.4-2 に示す。



図 7.4-1 魚の養殖または塩田の状況



図 7.4-2 地元住民の住宅、生活状況

## (2) 発電所敷地の必要面積算出

下記に示すように、本発電所敷地に必要な面積を算出した。

### 1) 港湾設備

8.2.4 節において港湾設備の概略検討を行った。この検討結果をもとに、航路、港湾および共通施設の敷地広さは、おおよそ  $770,000 \text{ m}^2 = 77 \text{ ha}$  が必要になると考えられる。

### 2) 発電所

海外の石炭火力発電所の事例をもとに、共通設備を含め  $520\text{m} \times 530\text{m} = 275,000\text{m}^2 = 28\text{ha}$  の広さが必要と考えられる。しかし、発電所設備における詳細システム、仕様は現段階では決定されていないため、その敷地広さは、 $600\text{MW} \times 2 \text{ units}$  として比較的余裕がある。

### 3) 開閉所

既往発電所の事例をもとに、開閉所は  $220\text{m} \times 200\text{m} = 44,000 \text{ m}^2 = 4.4\text{ha}$  の広さが必要と考えられる。

### 4) 貯炭所

7.4.8 節において石炭の荷役設備の概略検討を行った。この検討結果をもとに、貯炭場はおおよそ  $334,800 \text{ m}^2 = 34 \text{ ha}$  の広さが必要と考えられる。

### 5) 灰捨場

7.4.8.2 灰捨場の概略検討を行った。この検討結果をもとに、灰捨場はおおよそ  $200\text{ha}$  の広さが必要と考えられる。

## (3) 発電所敷地の配置

### 1) 全体敷地の配置

図 7.4-3 に示す Matarbari 地点周辺の状況に応じ、発電所敷地全体の配置を下記のように設定した。

#### - 発電所北側の境界

発電所全体敷地を配置するにあたっては、当該エリア北西側 Matarbari Union の住民移転が伴わないよう配慮することとし、敷地境界線をこの南側に設定した。

#### - 発電所東側の境界

前述のように、当該エリア東側は島内周廻道路さらにその東側は Kohelia River がある。この島内周廻道路を分断しないよう敷地境界線をこの西側に設定した。

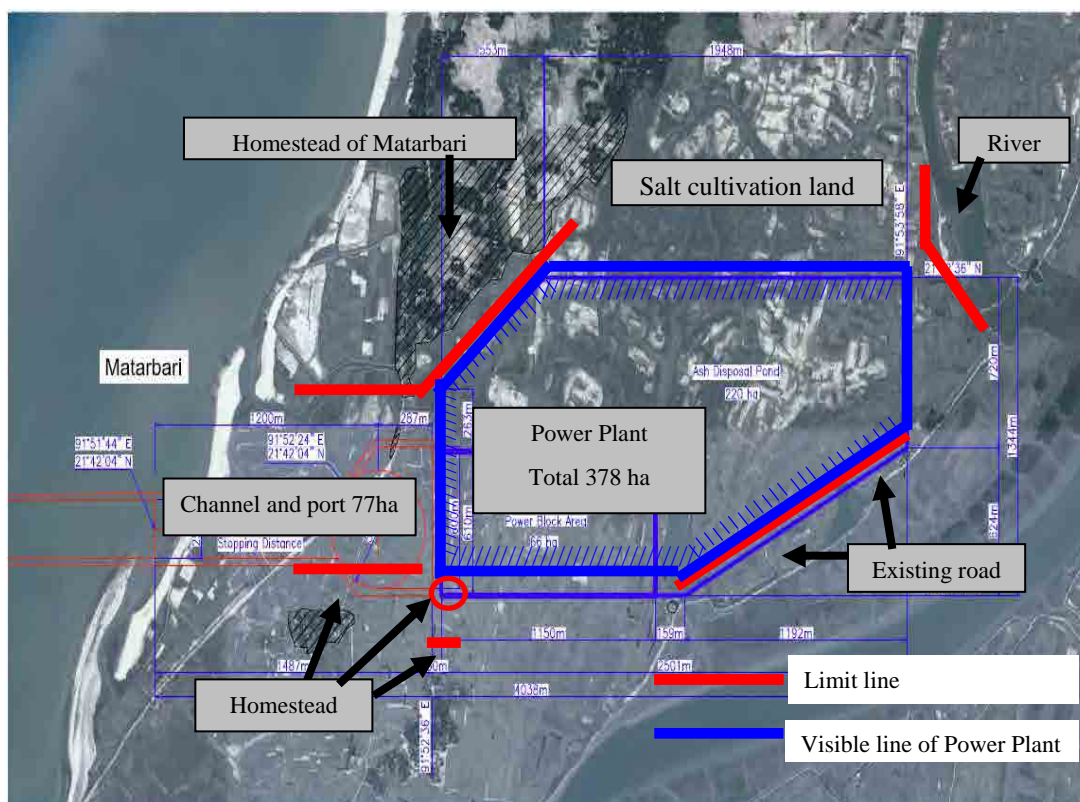
#### - 発電所南側の境界

当該エリア南側 Dhalghata union の住民移転が伴わないよう配慮することとし、敷地境界線をこの北側に設定した。

Matarbari 地点において、当該エリアの制約条件に配慮するとともに発電所建設に必要な敷地面積を下図のように配置した。

表 7.4-4 発電所敷地の配置と必要敷地面積

Location data (GPS)	East longitude : 91°51'45"E~91°53'59"E North latitude : 21°41'48"N~21°42'39"N
Required Area	Total: 455 ha  - Port facility 77 ha - Port, Revetment 20 ha - Coal stock yard 33 ha (for 60 days stock) - Power block 40 ha (including Switch yard) - Ash disposal pond 183 ha (for 25 years operation) - Township 10 ha - Intake tunnel area 17 ha - Embankment 75 ha



(Source: JICA 調査団)

図 7.4-3 発電所全体図

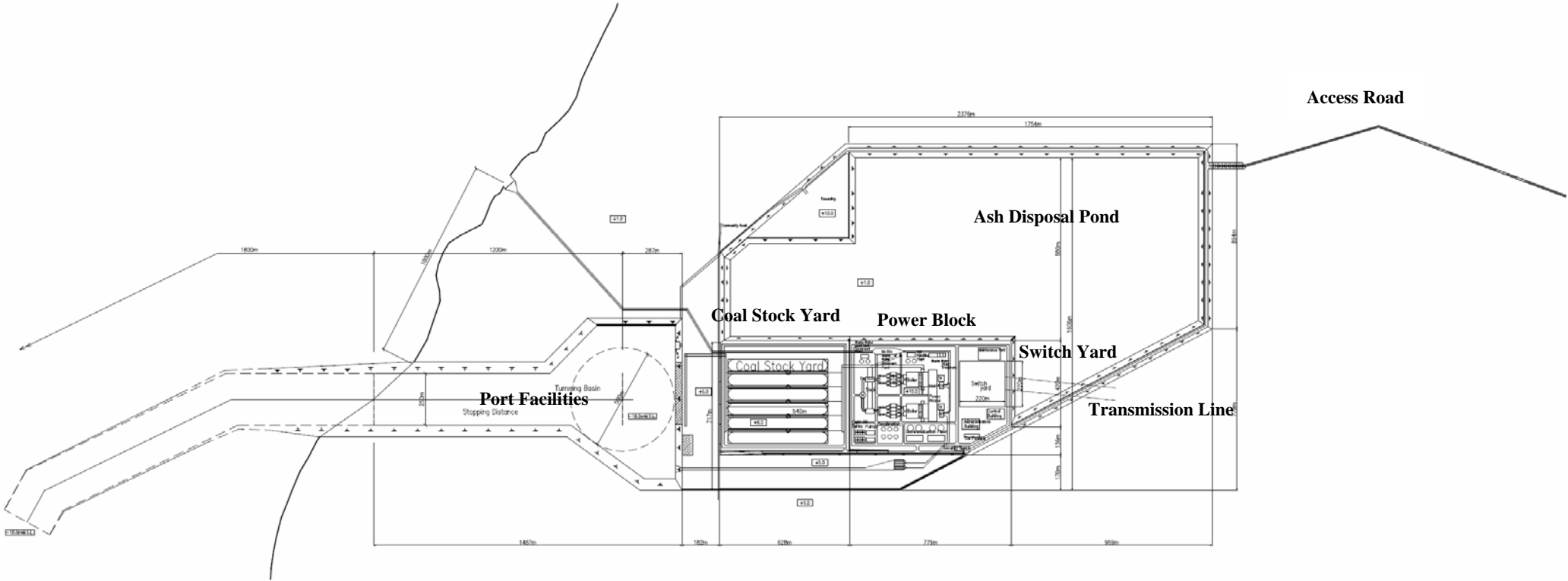
#### 1) 発電所敷地の配置

発電所敷地内において、個々の設備配置は、燃料石炭の運搬の流れ、すなわち海側港湾設備から荷役し、これを貯炭場へ運搬・貯炭する流れ、また貯炭場から発電所本館へ運搬、さらには、灰捨て場へ運搬するといった流れに配慮して決定した。また、建設時、送電線ルートまたは運開後においても、それぞれの流れが輻輳せずお互いを阻害しないよう配慮することとした。

この結果、海側港湾施設のすぐそばに貯炭場を設置し、荷役した石炭を短距離で貯炭場へ運搬するとともに、発電所本館を敷地全体の中央部に配置して最適化を図ることができた。灰捨て場は、当該地点の風向きを考慮して発電所北側全域に配置させた。

発電所設備の概略配置図を図7.4-4に示した。

この配置案は、将来の3・4号増設においても取放水ルートや石炭コンベアールルート、に配慮したレイアウトとなっており、増設の建設時、運開後においてもそれぞれの流れ、設備のルートを阻害しないよう配慮した配置結果である。



(Source: JICA 調査団)

図 7.4-4 発電所全体図

#### 7.4.5 環境要求事項

本発電所の環境要求事項は Environmental, Health and Safety Guidelines of the International Finance Corporation (IFC ガイドライン)はもとより、「バ」国の適用される法律、基準に従う。

##### (1) 大気放出物

発電所の排気は表 7.4-4 に示す汚染物質の排出制限値を超えないよう計画される。この制限値を満たすために電気集塵器や脱硫装置が設置される。入札仕様書で提案すべき要求値は 15 章で行われた数値シミュレーションからの結果である。

表 7.4-5 汚染物質の排出制限値

汚染物質	単位	IFC ガイドライン	「バ」国基準	要求値提案
NOx	mg/m <sup>3</sup> N	510	600	460
SO <sub>2</sub>	mg/m <sup>3</sup> N	850	- <sup>a</sup>	820
浮遊物質	mg/m <sup>3</sup> N	50	150	50

出典：Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants, IFC 2008  
 Schedule 11 and 12, Rule 13, Environment Conservation Rules, 1997

注：上記値は酸素 6% ドライベースの値である。

a) 硫化物の拡散のために 275m 以上の煙突が要求されている。

SO<sub>2</sub> 排出制限に関して、IFC ガイドラインでは排出レベルの設定はプロジェクトの持続性、開発インパクトおよび汚染物抑制装置の費用効果を考慮して EIA にて決定されるべきとしている。

##### (2) 騒音

騒音レベルは表 7.4-5 に示す基準値を超過してはならない。発電所敷地境界での騒音制限値は設定されていないため、近接する村落における騒音レベルが昼間 50 dBA 以下、夜間 45 dBA 以下を守らなければならない。

表 7.4-6 工業エリアにおける騒音基準値

	単位	IFC ガイドライン	「バ」国基準	
			住居エリア	工業エリア
昼間	dBA	70 (7:00 – 22:00)	55 (6:00 – 21:00)	75 (6:00 – 21:00)
夜間	dBA	70 (22:00 – 7:00)	45 (21:00 – 6:00)	70 (21:00 – 6:00)



出典：General Environmental, Health, and Safety Guidelines, IFC 2007  
 Schedule 4, Rule 12, Environment Conservation Rules, 1997

全ての騒音測定・試験は ANSI B133.8 に従い行われる。上記騒音基準を満足するため、騒音軽減器具等の必要な措置を実施する。

(3) 工業排水

処理済み排水水質は表 7.4-6 の基準に適合しなければならない。それらを満足するために排水処理設備が設置される。

表 7.4-7 工業排水基準

No.	項目	単位	IFC ガイド ライン	「バ」国基準
1.	アンモニア型窒素	mg/l	-	50
2.	アンモニア（遊離分）	mg/l	-	5
3.	ヒ素 (As)	mg/l	0.5	0.2
4.	BOD <sub>5</sub> 20°C	mg/l	-	50
5.	ホウ素	mg/l	-	2
6.	カドミウム (Cd)	mg/l	0.1	0.50
7.	塩素	mg/l	-	600
8.	クロム (全 Cr)	mg/l	0.5	0.5
9.	COD	mg/l	-	200
10.	六価クロム	mg/l	0.5	0.1
11.	銅 (Cu)	mg/l	0.5	0.5
12.	溶存酸素 (DO)	mg/l	-	4.5-8
13.	電気伝導度	μmho /cm	-	1200
14.	全溶解物(TDS)	mg/l	-	2,100
15.	フッ素 (F)	mg/l	-	2
16.	硫黄 (S)	mg/l	-	1
17.	鉄 (Fe)	mg/l	1.0	2
18.	全ケルダール窒素 (N)	mg/l	-	100
19.	鉛 (Pb)	mg/l	0.5	0.1
20.	マンガン (Mn)	mg/l	-	5
21.	水銀 (Hg)	mg/l	0.005	0.01

No.	項目	単位	IFC ガイド ライン	「バ」国基準	
22.	ニッケル (Ni)	mg/l	-	1.0	
23.	硝酸塩 (N 分子)	mg/l	-	10.0	
24.	油分	mg/l	10	10	
25.	フェノール化合物 (C <sub>6</sub> H <sub>5</sub> OH)	mg/l	-	1.0	
26.	溶存リン (P)	mg/l	-	8	
27.	放射性物質	As determined by Bangladesh Atomic Energy Commission			
28.	pH	mg/l	6-9	6-9	
29.	セレン	mg/l	-	0.05	
30.	亜鉛 (Zn)	mg/l	1.0	5	
31.	全溶解物(TDS)	mg/l	-	2,100	
32.	温度	夏	°C	-	40
		冬	°C	-	45
33.	全浮遊物質 (TSS)	mg/l	50	150	
34.	シアン化合物 (CN)	mg/l	-	0.1	
35.	全残留塩素	mg/l	0.2	-	
36.	温度上昇	°C	*	-	

出典： Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants, IFC 2008

Schedule 10, Rule 13, Environment Conservation Rules, 1997. Place for determination of standard is Inland Surface Water.

注 \* Site specific requirement to be established by the EA. Elevated temperature areas due to the discharge of once-through cooling water (e.g., 1 Celsius above, 2 Celsius above, 3 Celsius above ambient water temperature) should be minimized by adjusting intake and outfall design through the project specific EA depending on the sensitive aquatic ecosystems around the discharge point.

#### (4) 生活排水

処理済み生活排水水質は表 7.4-7 に示す「バ」国基準を満足しなければならない。IFC ガイドラインは対象国での生活排水基準が存在しない場合に適用すると定めているため参考扱いである。それらに適合するために浄化槽を設置する。

表 7.4-8 生活排水基準

項目	単位	IFC ガイドライン (参考)	「バ」国基準
pH	-	6 - 9	-
BOD	mg/l	30	40
COD	mg/l	125	
Total nitrogen	mg/l	10	250
Total phosphorus	mg/l	2	35
Oil and grease	mg/l	10	
Total suspended solids	mg/l	50	100
Total coliform bacteria	MPN / 100ml	400	1000
Temperature	°C	-	30

出典：Environmental, Health, and Safety Guidelines for Thermal Power Plants, IFC 2008

Schedule 9, Rule 12, Environment Conservation Rules, 1997

注：MPN = Most Probable Number

#### (5) 環境モニタリング設備

連続排ガスモニタリング装置(“CEMS”)が発電所の排ガスを監視するため設置される。CEMS は排ガス量および NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, ばいじんの濃度を測定する。

排水処理設備からの排水量および pH、濁度を監視するため、連続測定装置が設置される。測定は排水処理設備の処理水槽で行う。

#### 7.4.6 ボイラおよび排ガス処理装置

本プロジェクトのボイラ及び排ガス処理設備は、ボイラ 2 缶、電気集塵装置 2 基、排煙脱硫装置 2 基、及び付属設備で構成され、発電容量 600 MW の復水式蒸気タービン 2 基のそれぞれと組み合わされている。

##### (1) ボイラ

2 缶のボイラは、いずれも微粉炭焚き放射再熱変圧貫流型屋外式ボイラである。それぞれのボイラは、低 NO<sub>x</sub> バーナとオーバ・ファイヤ（二段燃焼）システムを装備する平衡通風式火炉として設計され、縦軸ローラ型ミルから供給される微粉炭は直接方式で燃焼される。ボイラ的设计基準は表 7.4-9 に示されている。

表 7.4-9 ボイラ設計基準

形式	放射再熱式変圧貫流型ボイラ(屋外式)
蒸気流量 主蒸気： 再熱蒸気：	ボイラ最大連続負荷にて 1,760 t/h 1,490 t/h
蒸気圧力 過熱器出口： 再熱器出口：	ボイラ最大連続負荷にて 25.4 MPa (g) 4.75 MPa (g)
蒸気温度； 過熱器出口： 再熱器出口：	604 °C° 602 °C
燃焼装置	低 NO <sub>x</sub> バーナ及び二段燃焼方式の微粉炭焚き、 起動・点火用軽油（30%容量）
通風方式	押込みファンと誘引ファンによる平衡通風方式
一次空気方式	低温一次空気ファン方式
蒸気温度制御方式	主蒸気：給水燃料比率及びスプレイ水 再熱蒸気：煙道ガスダンパ及びスプレイ水（緊急時）

（出典：JICA 調査団）

Note: B-MCR means Boiler Maximum Continuous Rating.

ボイラは微粉炭焚きとして設計されており、点火バーナやユニット起動用燃料として軽油が使用される。ボイラは、対向燃焼方式乃至はコーナ燃焼方式の水冷式火炉、放射及び対流熱伝達式の過熱器及び再熱器、スプレイ式過熱低減器、節炭器、再生回転式空気予熱器、および高圧及び低圧タービンバイパスシステムを設けるものとする。

#### (2) 一次空気ファン、押込みファン

各ボイラは燃料の燃焼に必要な一次空気/二次空気を供給するために2台×50%容量の一次空気ファン（PAF）と2台×50%容量の強制通風ファン（FDF）を装備している。これらのファンは動翼可変ピッチ軸流式とする。

#### (3) 誘引ファン

各ボイラは、燃焼排ガスの漏洩防止上炉内をわずかに負圧状態に維持するために2台×50%容量の誘引ファンが装備される。これらのファンは動翼可変ピッチ軸流型式とする。

#### (4) ボイラ循環ポンプ

1台×25%容量のグラントレス浸水モータ式ボイラ循環ポンプが設置される。このポンプの目的は、25%より低い負荷で運転中に汽水分離器から排出されるドレンを節炭器入口に戻すことで熱回収を図ることである。本プロジェクトのようなベース負荷運転ユニットの場合、このポンプは必ずしも設置する必要はない。

#### (5) スーツブロワ

本ボイラには数十台にも上るロングレトラクタブル式スーツブロワ及びウォールブロワが設置

される。これらのスタートブロウ全体の運転操作は、プラント制御装置の DCS システムで行われ、インテリジェントシステムを適用した自動制御運転が行なえるものとする。

(6) バーナ監視及びプラント自動制御システム

ボイラは、DCS システム（計装・制御）で詳述するように、微粉炭機自動制御装置、燃焼空気制御装置及び全付属装置で構成される完全な形のバーナ監視システムが装備される。

(7) 微粉炭機及び微粉炭システム

各ボイラには微粉炭燃焼システムとして予備機を含む 6 台の縦軸ローラ型ミルを装備するものとする。各微粉炭機には重量計量式給炭機が装備されている。各微粉炭機から微粉炭バーナへは、数本の微粉炭管を介して微粉炭が搬送される。バーナは、コーナ式乃至対向式の燃焼方式に応じ配置される。微粉炭機の 1 台は保守乃至待機中で、残り 5 台運用で設計炭についてボイラ最大連続負荷運転を行えるものとする。

(8) 電気集塵器

各ボイラの排ガス集塵器は、それぞれ並列する 2 基の電気集塵器(ESP)で構成するものとする。集塵器下部ホッパは、灰回収量最大セクションで 12 時間以上の貯灰容量を有するものとする。ESP は電動槌打装置、整流・変圧器、灰ホッパ及び同ヒータ、そして関連補機器すべてを完備したものとして供給される。ホッパ出口には乾式フライアッシュ収集システム用の転換ゲートを装備するものとする。ESP は、最大灰分炭焚き最大連続負荷運転にて、集塵室 1 系列を停止した状態で ESP 出口煤塵濃度を 100 mg/Nm<sup>3</sup> 以下に保てるものとする。

ESP 下流の FGD システムが最低 50%の除塵効率を達成可能であるので、煙突における煤塵濃度は 50mg/Nm<sup>3</sup> 以下に低減される。

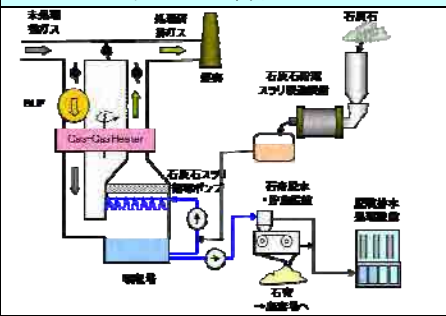
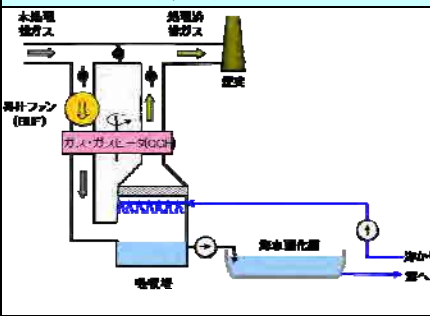
(9) 排煙脱硫装置

a) 排煙脱硫装置の形式

本プロジェクトには、2 種類の脱硫方式が適用可能である。一つは石灰石・石膏法、もう一つは海水法である。両方式の比較を表 7.4-10 に示す。本プロジェクトへは次の理由で、海水法 FGD が推奨される。

- (i) 海水法 FGD は SO<sub>2</sub> の吸収剤として海水を使用するので、石灰石の貯蔵・運搬設備や粉砕設備が不要である。
- (ii) 石膏のような副生物ができないので、石膏の脱水装置や貯蔵・運搬設備や廃棄場が不要である。
- (iii) 上記の理由により、事業費と土地面積を非常に軽減できる。

表 7.4-10 石灰石/石膏法 FGD と海水法 FGD の比較

プロセス	石灰石/石膏法 FGD	海水法 FGD
概観		
化学反応	亜硫酸ガス+炭酸カルシウム+水+酸素 ⇒石膏+炭酸ガス $\text{SO}_2 + \text{CaCO}_3 + 2\text{H}_2\text{O} + 1/2\text{O}_2$ ⇒ $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$	亜硫酸ガス+海水⇒亜硫酸イオン 亜硫酸イオン+酸素⇒硫酸イオン $\text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{SO}_3^- + 2\text{H}^+$ $\text{SO}_3^- + 1/2\text{O}_2 \Rightarrow \text{SO}_4^-$
脱硫率	90～99%	90～95%
吸収剤	石灰石	海水
副生物	石膏 (セメント/プラスチック材料として利用)	排水 (海に戻される)
排水処理	排水処理設備による水処理	酸化池での海水酸化
設置スペース	大きい (石灰石・石膏処理設備、石膏捨場)	小さい (海水酸化池)
水消費量	工業用水	なし（海水）
稼働率	非常に高い	更に高い(石灰・石膏設備が不要)
総合経在性	(ベース)	安価(良)
ユニット容量	～1000 MWe	～1000 MWe
採用実績	1970年代から、世界シェア 83%	1990年代から、世界シェア 3%
メーカー数	多い	2, 3社

(出典：JICA 調査団にて作成)

b) 排煙脱硫装置の構成

本プロジェクトの海水法 FGD は、次の機器/設備で構成されるものとする。

- ・亜硫酸ガス吸収塔（1基）
- ・再生回転式ガス・ガスヒータ（1基）
- ・海水昇圧ポンプ（数台）
- ・海水配管・弁類
- ・排ガス昇圧ファン（2基）
- ・煙道ガスバイパスシステム（1式）
- ・入口と出口排ガスダクト
- ・酸化空気ブロワ
- ・海水酸化槽（ボイラ 2 缶で共用）
- ・電源装置
- ・計装・制御装置

c) 排煙脱硫装置の所要性能

排煙脱硫装置（FGD）は、「バ」国規制および世界保健機構などの国際基準を満たすために排ガス中の亜硫酸ガス（SO<sub>2</sub>）濃度を 820 mg/Nm<sup>3</sup> 以下に低減するものとする。FGD 入口排ガスの SO<sub>2</sub> 濃度は最悪条件（石炭中硫黄分 1.0%）にて 2,960 mg/Nm<sup>3</sup> と推定されるので、SO<sub>2</sub> 除去効率は 73% 以上が求められる。

また、FGD は排ガス中の煤塵を 50% 以下に低減するものとする。

排ガスの大気拡散シミュレーションの結果、排ガスが十分に大気拡散するために煙突出口排ガス温度を 75°C 以上とする必要である。各 FGD は再生回転式ガス・ガスヒータを設置するものとする。

ボイラ排ガス処理設備の所要性能を表 7.4-11 に示す。

表 7.4-11 ボイラ排ガス処理設備の所要性能

項目	単位	ESP 入口	FGD 入口	煙突	備考
湿り排ガス流量	Nm <sup>3</sup> /h	1,916,900	1,916,900	1,819,500	1 エット当り
乾き排ガス流量	Nm <sup>3</sup> /h	1,660,400	1,660,400	1,660,400	1 エット当り
排ガス温度	°C	130	130	75	
排ガス中酸素濃度	dry vol %	3.89	3.89	3.89	
煙突高さ	m	-	-	275	
煙突内径	m	-	-	7.3	
煙突内流速	m/s	-	-	15.4	
汚染物質濃度(dry, 6%O <sub>2</sub> )					IFC 基準値
NOx (as NO <sub>2</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	460	460	460	510
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	2,960	820	820	850
PM	mg/Nm <sup>3</sup>	9,020	100	50	50
汚染物質排出量					
NOx(NO <sub>2</sub> 換算)	kg/h	872	872	872	1 エット当り
SO <sub>2</sub>	kg/h	5,605	1,554	1,554	1 エット当り
煤塵	kg/h	17,083	189	95	1 エット当り

#### 7.4.7 蒸気タービンおよび付属設備

蒸気タービンプラントは蒸気タービン、復水器、復水設備、給水過熱器、ボイラ給水ポンプ、復水器冷却水設備等により構成される。

##### (1) 蒸気タービン

###### a) 形式

蒸気サイクルは高効率、大型発電所に対応する再熱超々臨界圧復水型であり、出力は 600MW である。

###### b) 軸構成

軸構成はタンデム・コンパウンド（以下“TC”）とクロス・コンパウンド（以“CC”）の 2 タイプ

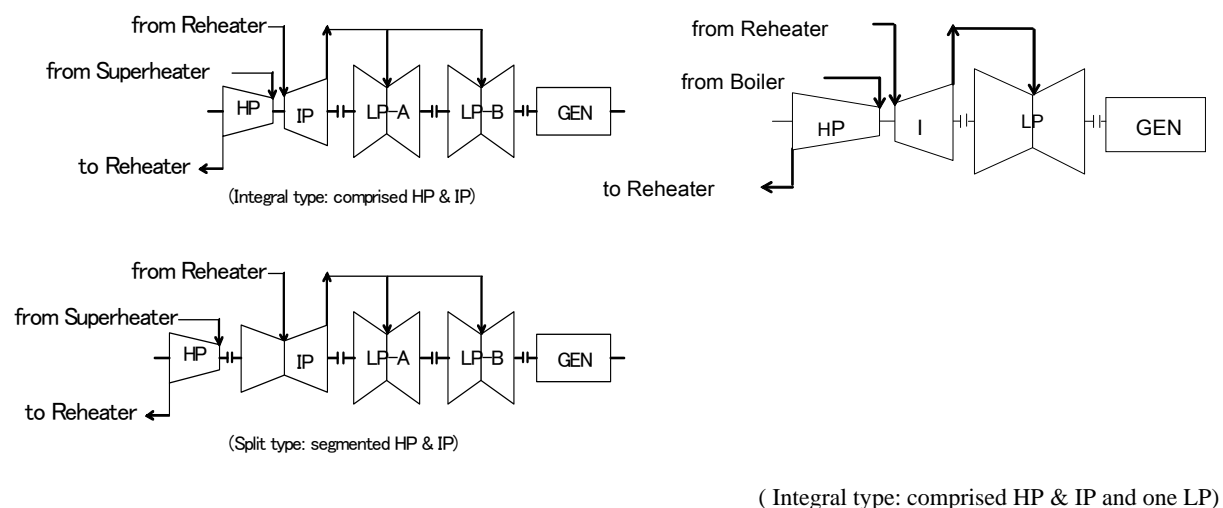
ある。

TCでは高圧（HP）、中圧（IP）及び低圧（LP）タービンが同一軸上に連結されている。CCではHP、IP、LPタービンが別軸上に構成される。HPタービンが接続する軸をプライマリ軸、その他をセコンダリ軸と呼ぶ。図 7.4-5 に TC、図 7.4-6 に CC の構成例を示す。

一般的に CC ではセコンダリ軸はプライマリ軸の半分の速度である 1500 回転/分である。

最新の 600MW クラスの TC では HP、IP 一体車室タービンと LP タービン最終段翼長が 48 インチ翼を採用した一車室 LP タービンで構成される例もある。このような最新設計は高効率と設備投資費の双方に貢献している。

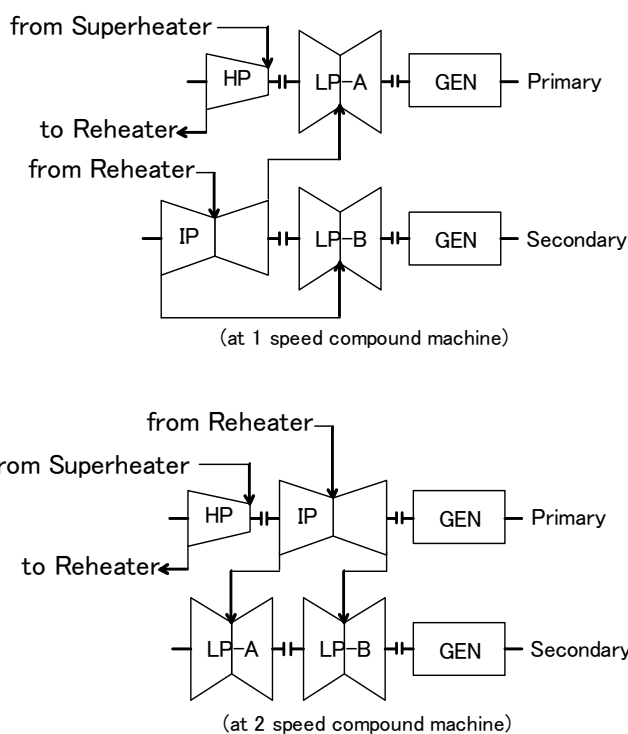
TC と CC のそれぞれの特性は次項にて記述する。



出典：JICA 調査団

図 7.4-5 タンデム・コンパウンド軸構成





出典：JICA 調査団

図 7.4-6 クロス・コンパウンド軸構成

C) TC と CC 軸構成の比較

CC 軸構成は大型ユニットに適用される。理由は LP タービン長翼の翼根分にかかる遠心力を軽減するためセカンダリ軸をプライマリ軸の半分の速度で運転するためである。近年、プライマリ軸速度でも遠心力に耐えうる LP タービン長翼の開発が行われ、600MW クラスにも TC が適用されている。

表 7.4-12 に 600MW 級蒸気タービンの TC と CC 軸構成の比較を示す。TC 軸構成は設置面積が小さい、運用が平易、保守が容易などの点で優れている。

表 7.4-11 TC と CC 軸構成の比較

比較項目	TC	CC
軸数	1	2
軸長	長い	ベース
運用信頼性	同等	ベース
タービン効率	同等	ベース
設置面積	小さい	ベース
運用性	平易	ベース
保守性	容易	ベース
建設費	少	ベース
運転費	同等	ベース

出典：JICA 調査団

## (2) 復水器

### a) 設計概念

火力発電設備での復水器の役割は、ボイラ給水に再利用するために蒸気タービンの排気を凝縮させることである。製造者、蒸気タービン容量、サイトの特有条件等により設計・製造上のさまざまな選択肢がある。

HEI (Heat Exchange Institute)規格をもとに大型タービン用の復水器においても単流一胴型の採用が好ましい。

### b) 冷却水要求量

復水器の冷却水要求量( $G_w$ )は以下の式により算出される。

$$G_w = Q / (\delta \text{ td} \times c_p \times \rho)$$

Q: 復水器流入熱量 (kcal/h)

$\delta \text{ td}$ : 復水器出入口冷却水温度差 (°C)

$c_p$ : 冷却水比熱 (kcal/kg °C)

$\rho$ : 冷却水比熱 ( $\text{kg/m}^3$ )

同一容量・蒸気条件の他プラントのデータをもとに軸受冷却水量も加味した総冷却水要求量は600MW 2基分で  $50 \text{ m}^3/\text{s}$  と試算される。

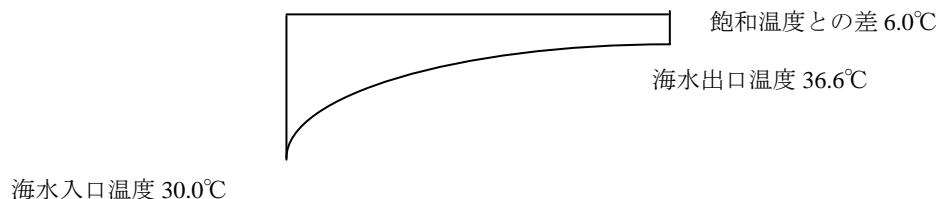
### c) 復水器真空度

下記は HEI 規格をもとに復水器真空度を参考として試算したものである。復水器真空度は海水温度実測値をもとに計算されるべきであるが、ここでは 7.4.7 (7)項に示す定格条件に従い復水器入口海水温度を  $30.0^\circ\text{C}$  として真空度を試算した。

冷却水設備は「バ」国の排水基準で許容される最大温度  $40^\circ\text{C}$  をこえないよう復水器出口温度が  $37^\circ\text{C}$  となるよう設計される。この場合、復水器における海水温度上昇の  $6.6^\circ\text{C}$  に復水器飽和温度と海水出口温度との差が約  $6.0^\circ\text{C}$  と想定されるため、復水器飽和温度は  $42.6^\circ\text{C}$  になる。したがって、これに対応する復水器飽和圧力  $8.47 \text{ kPa (abs)}$  が復水器の設計真空度となる。

今後、年間海水温度の変動に応じ発電所建設予定地での復水器出口海水温度の確認をする必要がある。

復水器飽和温度 42.6°C (=30.0°C+6.6°C+6.0°C)



出典：JICA 調査団

図 7.4-7 復水器飽和温度と出入口海水温度との関係

#### d) 冷却管材質

一般的に冷却管の材質はステンレス材、黄銅、青銅、キュプロニッケル等の銅合金、チタン等からその用途により選定される。しかしながら、最近のプラントにおいては銅合金の毒性による環境上の制約から黄銅、キュプロニッケル等の銅合金はあまり使用されなくなった。また、ボイラの用水処理により銅合金の採用を控えた方がいい場合もある。本プロジェクト向けには信頼性、耐食性の観点からチタンが最良の選択である。

#### (3) 真空装置

水冷式表面復水器には胴体内部真空を維持するために通常、蒸気噴射型空気エジェクタと電気駆動真空ポンプの2タイプが採用されるが、電動駆動真空ポンプの方が保守性が高く好ましい。

#### (4) 復水脱塩装置

USC プラントはボイラ水ブローの機能がなく、ボイラ給水の高い水質を維持するために復水ポンプ下流に復水脱塩装置が設置される。復水中の汚染物は鉄、銅等の懸濁物、ナトリウムイオン、塩素イオン等である。場合により懸濁物の除去用にフィルタが設置され、フィルタ下流に溶解物用にイオン交換装置が設置される。

#### (5) 給水加熱器

給水加熱器は熱効率向上のため設置される。加熱源はタービンからの抽気が使われる。加熱器の基数は改善される効率と追加投資コストの経済性を考慮して決定される。一般的に 200MW 以上の大容量火力では 6~8 基設置される。

#### a) 熱交換器

熱交換器はある流体から他方へ効率的に熱移動を行う装置である。それぞれの流体が混合しないよう壁で仕切られたタイプと直接接触式のタイプがある。

熱交換器の形式は流れ配置に従い区別される。併流式は2流体が同一端から入り他端へ併流する。対流式はそれぞれの流体が対向する端から入る。交流式の方が効率がよい。

#### ① 熱交換器の形式

大型石炭火力では管式熱交換器が最も一般的なものであり、高圧使用に適している。このタイプの熱交換器は耐圧胴体と胴内の管束からなる。二流体間の熱移動は一つの流体が管内を流れ、他方の流体がその外側を流れることにより行われる。

#### ② 管式熱交換器

給水は高圧のため管式熱交換器が採用される。給水は管内を流れ、抽気蒸気とその凝縮水は管外を流れる。胴体と管の構造は様々なものがあるが、一般的に管はU字形状とし、管端は仕切り板により分けられた水室に接続する。

#### ③ 管材の選定

熱移動を効率よく行うためには管材は熱伝導率が高いものを選択すべきである。熱移動は管壁を通して高温側から低温側へ行われるため、管幅に沿って熱差ができる。管材の様々な温度における熱膨張により、運転中に熱応力が発生する。これは流体そのものの高圧に追加される。運転条件下（温度、圧力、pHなど）で長期間腐食等の管の劣化を最小化するため、管材は胴体側と管側の双方の流体で両立させるものでなければならない。これらの要求事項は強度、熱伝導、耐食性、高品質、

高強度、高熱伝導、高耐食性、高品質の材料選定にあたってはこれらの要求事項が必須である。管材の不適切な選定は相互汚染や圧力損失を招く胴体・加熱管間の漏えいを引き起こすため注意が必要である。

### b) 脱気器

脱気器はボイラ給水のために給水から空気及びその他の不溶解ガスを除去する装置として広く使われている。特に、ボイラ給水の溶存酸素は配管や金属製機器の表面酸化により蒸気システムに重大な腐食を引き起こす。また、水は二酸化炭素と結合して腐食を促進する炭酸を生成する。ほとんどの脱気器は7 ppb (0.0005cm<sup>3</sup>/L)以下まで酸素を除去する。

効率・運用性等の技術面およびコスト面から、トレイ式およびスプレー式脱気器が主要な選択肢である。

### (6) ポンプ

復水ポンプ、復水ブースターポンプ、ボイラ給水ポンプ、給水ブースターポンプ、軸受冷却水ポンプ、海水ブースターポンプ、循環水ポンプ等が発電所において設置される。

#### a) 復水ポンプ

復水ポンプは復水器のホットウェルから復水を送水するものである。復水ポンプは通常、電動

遠心ポンプであり、復水器近傍に設置される。このポンプはキャビテーションやそれに伴う破損を防止するための十分な有効吸い込みヘッド(NPSH)が見込まれる。

b) ボイラ給水ポンプ

ボイラ給水ポンプはボイラへの給水を行うポンプである。給水は補給水もしくはボイラからの蒸気を凝縮させた復水が使用される。このポンプの吸い込みは復水系統からで通常、高圧、遠心ポンプが使用される。

(7) 仕様

本プロジェクトにおいて想定される蒸気タービンおよび付帯設備の仕様を表 7.4-13 に示す。

表 7.4-12 蒸気タービンおよび付帯設備の仕様

Item	Specifications
タービン	
形式	タンデム・コンパウンド、超々臨界圧、二流排気、一段再熱復水型
発電機端出力	600 MW
定格回転数	3,000 rpm
車室数	高中圧一車室、低圧一車室
主蒸気圧力	24.5 MPa (g)
主蒸気温度	600°C
再熱蒸気温度	600°C
抽気数	8
制御システム	デジタル式電子油圧制御 (D-EHC)
復水器	
形式	表面冷却、単流一胴、細管式
復水器真空度	約 8.47 kPa (abs)
設計冷却海水温度	30.0°C
冷却水温度上昇	7°C 以下
細管清浄度	0.9
洗浄装置	ボール洗浄装置
管材	チタン
給水加熱器	
形式	表面接触式、管式
台数	脱気器含め8台

Item	Specifications
復水ポンプ(CP)	
形式	縦型、多段型（モータ駆動）
台数	3 x 50%
ボイラ給水ポンプ (BFP)	
形式	タービン駆動(T-BFP)+モータ駆動(M-BFP) 横型、多段型
台数	1案: 3 x 50% (T-BFP) + 1 x 30% (M-BFP) 2案: 2 x 50% (T-BFP) + 2 x 30% (M-BFP)
BFP ブースターポンプ	
形式	横型、多段型（モータ駆動）
台数	1案: 3 x 50% 2案: 2 x 50%
循環水ポンプ (CWP)	
形式	縦型、一段型（モータ駆動）
台数	3 x 50%

出典：JICA 調査団

#### (8) ボイラ給水処理

貫流ボイラに適用される主な三つの処理方式を表 7.4-12 に示す。アンモニアで pH を調整し、ヒドラジンで脱酸素を行う揮発性物質処理 (AVT) が歴史的に主要な給水処理法であった。溶存酸素は極めて低濃度(7 $\mu$ g/l 以下)に維持され、マグネタイト( $Fe_3O_4$ )保護膜を形成するよう pH はアルカリに維持される。酸化スケールの生成速度が早いため定期的 (2~3 年) にボイラ、加熱器の化学洗浄を行う必要がある。

一方、中性水処理(NWT)および複合水処理(CWT)では低濃度酸素を注入しヘマタイト被膜を形成する。ヘマタイトの溶解度は極めて低く、マグネタイトに比べ被膜表面が平滑である。したがって、CWT・NWT の適用は化学洗浄の回数低減やボイラ給水ポンプの動力削減に寄与する。

日本において大型貫流ボイラに CWT が初めて適用されたのは 1990 年である。CWT は現在 53 のユニットに適用され、良好な結果を得ている。したがって、上記の理由により CWT のボイラ給水処理への適用は技術的・経済的に妥当である。

表 7.4-13 貫流ボイラのボイラ給水処理

水処理方式	揮発性物質処理 (AVT)	中性水処理 (NWT)	複合水処理 (CWT)
pH (at 25 °C)	9.0-9.7	≒7	8.0-9.3
電気伝導率(mS/m)	≦0.025	≦0.02	≦0.02
溶存酸素 (μg/l)	7 以下	20-200	20-200
仕様薬品	アンモニア ヒドラジン	酸素	アンモニア 酸素

出典：Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Vol. 49 No. 1 (March 2012)

#### 7.4.8 石炭および石炭燃焼灰取扱設備

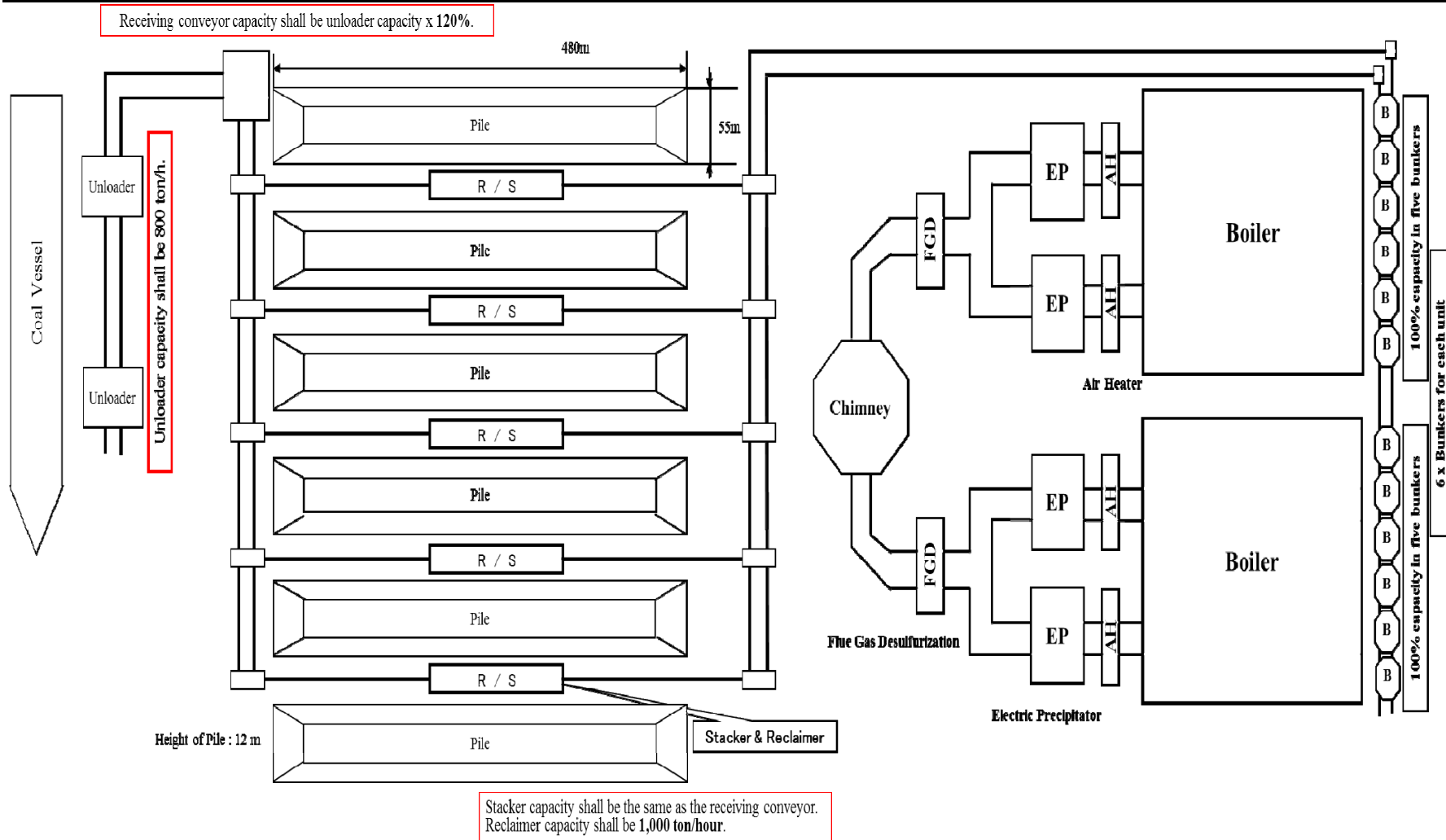
##### 7.4.8.1 石炭取扱設備

燃料炭は発電所の港湾内に設置されるバースから供給される。バースに設置された 2 基の揚炭機により石炭輸送船から荷揚げされ、ベルトコンベヤーにより貯炭場に移送される。80,000DWT(パナマックス)クラス船に対し各揚炭機の能力を 800 ton/hour とすると、1 隻の石炭輸送船から燃料炭を荷揚げするのに約 96 時間程度要する。貯炭場にある石炭は 5 基のスタッカー/リクレイマーで取り扱われ、ベルトコンベヤーで移送されて、バンカー、ミルを経てボイラーに投入される。図 7.4-8 に石炭設備の概略系統図を示す。

##### (1) 燃料炭消費量 (設計条件)

貯炭場は屋外式を計画している。貯炭場の公称貯炭容量は 2 基の発電プラントが 100%負荷で 60 日間連続運転するのに必要な石炭消費量に合わせて決められている。

- Study conditions
- ✓ Gross power output (ECR) 2 x 600 MW
- ✓ Gross power output ratio (B-MCR/ECR) 1.08 (assumed)
- ✓ Gross thermal efficiency 41.29 % (HHV basis)
- ✓ Coal calorific value (typical) 4,700 kcal/kg (HHV)
- Maximum Consumption of coal per hour (for 2 units, at B-MCR) = 600,000 kW x 2 x 1.08 x 860 kcal/kWh x (100 / 41.29) / 4,700 kcal/kg / 1,000 = 574.3 ton/hour
- Maximum Consumption of coal per day = 574.3 ton/hour x 24 hours/day = 13,783.2 ton/day
- Consumption of coal per year = 600,000 kW x 860 kcal/kWh x (100 / 41.29) / 4,700 kcal/kg / 1,000 x 365 x 24 x 80% = Say 3,727 x 1,000 ton/year



(出典: JICA 調査団)

図 7.4-8 石炭設備の概略系統図



(2) 石炭受入回数および揚炭機の台数

揚炭機の能力を決定するのに石炭輸送船のサイズを考慮する必要がある。80,000 DWTクラスの石炭船が年間49回入港する計画とする。

- ✓ Vessel capacity : 80,000 DWT class
- ✓ Vessel coal loading rate : 0.95
- Number of unloading =  $3,727 \times 1000 / (80,000 \text{ ton} \times 0.95) = 49.03 = \text{Say } 49 \text{ times/year}$
- ◆ Number of coal vessel entries : 49 times/year

1回の揚炭に4日要すると仮定して年間49回の揚炭でトータル196日となり、利用率55%である。揚炭設備の効率的な使用と荒天による入船制限期間を考慮して、この率は適切であると言える。これは先に述べた揚炭機の能力800 ton/hourで十分達成可能である。

燃料炭の受入回数と揚炭機の定期点検を考慮すると2基の揚炭機が必要となる。

(3) 揚炭機型式の選択

表7.4-15は揚炭機のGrabタイプと連続式バケットタイプの比較である。連続式バケットタイプは、防塵、運転性や保全性などの様々な視点からGrabタイプに比べ優位性がある。このような観点から連続式バケットタイプの揚炭機はこのプロジェクトに適していると考えられる。本プロジェクトにおいて、石炭輸送船を80,000 DWTクラスとすると、準備作業を含めて1船当たり4日以内に荷揚げが完了する。

**表 7.4-14 Grabタイプと連続式バケットタイプの比較表**

	Grab Type	Continuous Bucket Type
Loading Efficiency	Basic	Better
Total Work Time for this Project	Approx. 110 hours	Approx. 96 hours
Dust Prevention	Base	Higher
Operability	Base	Easier
Maintainability	Base	Easier
Construction Cost	Base	Higher
Evaluation	Base	Better

(出典: JICA 調査団)

石炭取扱設備は8時間ごとのシフトで、24時間連続運転されるように計画される。それぞれのシフトは2時間の準備作業と6時間の実稼働としている。

**Study conditions**

a) Usual conditions

- ✓ Unloading days : 4 day
- ✓ Number of unloaders : 2 units per vessel
- ✓ Unloader nominal capacity : 800 t/h (assumption)
- ✓ Entrance and departure of the vessel : 6 hours

b) Case 1 (Grab Type) conditions

- ✓ Loading efficiency : 0.6
- ✓ Work preparation time : 26 hours (2 hours x 13 shifts)

- Total work time = (80,000 ton x 0.95) / (800 t/h x 2 x 0.6) + 32 hours = 111.2 hour/vessel
- c) Case 2 (Continuous Bucket Type) conditions
  - ✓ Loading efficiency : 0.7
  - ✓ Work preparation time : 22 hours (2 hours x 11 shifts)
  - Total work time = (80,000 ton x 0.95) / (800 t/h x 2 x 0.7) + 28 hours = 95.9 hour/vessel
  - ◆ Type of unloader : Continuous bucket type is better for the Project

(4) 受入コンベヤーの移送能力

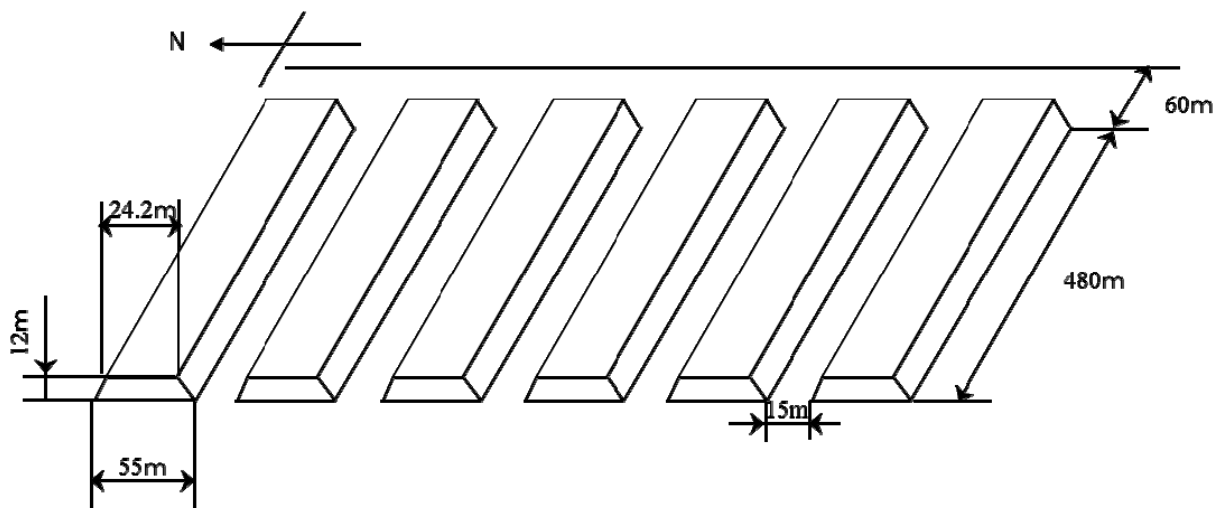
受入コンベヤーの移送能力は、2 基の揚炭機の合計最大能力に合わせる必要がある。揚炭機の最大能力は一般的に公称能力の 120% と言われている。それゆえコンベヤーユニットの能力は揚炭機の公称能力を基に計算される。

(5) 貯炭場の公称容量

貯炭場は屋外タイプとする。貯炭場の公称貯炭容量は、2 基の発電プラントが 100% 負荷で 60 日間連続運転するのに必要な石炭消費量に合わせて決められている。毎年のサイクロンによる障害により約 50 日間石炭輸送船が入港できないことを想定して、60 日間分の貯炭量には、10 日分の余裕を考慮している。

必要な貯炭容量は下記の計算に基づき 830,000 トンを見積もっている。

- Quantity of coal stored = 13,783 ton/day x 1.0 x 60 day = 827,034 ton = Say 830,000 ton
- 石炭は下記のように 6 本のパイルに貯蔵されることを想定している。



(Source: JICA 調査団)

図 7.4-9 石炭パイルのサイズ

亜歴青炭貯蔵中に自然発火することがあるため、このような現象を防ぐため下記の対策が取られること。

- パイル内の温度計測

- ブルドーザーによるローラー転圧
- 水撒き

貯炭場の計算は下記を想定:

- ✓ Number of piles : 6, Height : 12 m, Bottom Width : 55 m, Repose angle : 38°
- ✓ The intervals and the perimeters of piles are 15 m
- ✓ Coal density = 0.8 ton/m<sup>3</sup>
- ✓ Storage efficiency = 0.77

貯炭場の公称容量は下記の計算により導き出される:

- ✓ One pile capacity = 830,000 ton / 6 = 138,333 = Say 140,000 ton
- ✓ Pile capacity per meter = (29.4+55.0) x 10.0 / 2 = 422 m<sup>3</sup>/m
- ✓ Pile length = 140,000 / 0.8 / 0.77 / 422 = 539 m = Say 540 m
- ✓ Space for coal handling = 60 m
- ✓ The directions of north and south = 480 m + 60 m + 15 m x 2 = 570 m
- ✓ The directions of east and west = 55 m x 6 + 15 m x 7 = 435 m
- ◆ Coal stock yard size = 570 m x 435 m = 247,950 m<sup>2</sup> < 25 ha

(6) スタッカー/リクレイマーの能力

a) スタッカーの能力

スタッカーの能力は受入コンベヤーの能力と同じとする。

b) リクレイマーの能力

石炭取扱設備は 8 時間シフトで 24 時間連続運転を計画している。それぞれのシフトは 2 時間の準備作業と 6 時間の実稼働としている。ゆえにリクレイマーの能力は下記のように石炭の 1 日あたりの必要量を 18 時間で供給できるよう計算される。

➤ Study conditions:

- ✓ Actual operation time : 18 hours (6 hours x 3 shifts)
- ✓ Work preparation time : 6 hours (2 hours x 3 shifts)
- ✓ Loading efficiency : 0.8

• Nominal Capacity of the Reclaimer = 13,783 ton/day / 18 hours / 0.8 = 957 ton/hour < 1,000 ton/hour

- ◆ Reclaimer Nominal Capacity : 1,000 ton/hour

c) スタッカー/リクレイマーの台数

スタッカー/リクレイマーの台数は、各パイルの間に設置するものとして、運用性を考えて 5 基とする。

(7) 払出コンベヤーの能力

払出コンベヤーの能力はリクレイマーの能力に 10%の裕度を持って設計される。それゆえ払出コンベヤーの能力は下記のように 1,100 ton/hour で計算されている。

1 基の払出コンベヤーが運転不可となってもプラントが連続運転できることが必要であり、この目的のため払出コンベヤーは 1 基を予備として 2 基必要である。

更に、コンベヤーのタイプは、点検を簡単に行えるよう地上式とする。

- ◆ Discharge Conveyor Nominal Capacity = 1,000 ton/hour x 1.1 = 1,100 ton/hour
- ◆ Discharge Conveyor Nominal Capacity : 1,100 ton/hour
- ◆ Number of Discharge Conveyors : 2 sets

(8) コンベヤータイプの選択

表 7.4-16 はフラットタイプと管タイプのコンベヤーの比較を示している。管タイプのコンベヤーは、柔軟なレイアウトや防塵の観点からフラットタイプのコンベヤーに対して優位性がある。しかしながらコンベヤーのタイプを選択するとき、信頼性は重要な要素であり、フラットタイプコンベヤーの信頼性は管タイプに比べ高いことから、フラットタイプのコンベヤーが本プロジェクトには適していると言える。

ただしコンベヤーの選択は詳細設計時にプラントの配置が確定後、更なる検討が必要である。

表 7.4-15 フラットタイプと管タイプの比較表

	Flat Type with Wind Guard	Pipe Type
Maximum Angle of Inclination	Approx. 15 degrees	Approx. 30 degrees
Curved Transport	No	Yes
Dust Prevention	Low	Base
Reliability	High	Base
Construction Cost	Slightly low	Base
Maintenance Cost	Low	Base
Experience	Many	Base
Evaluation	Better	Base

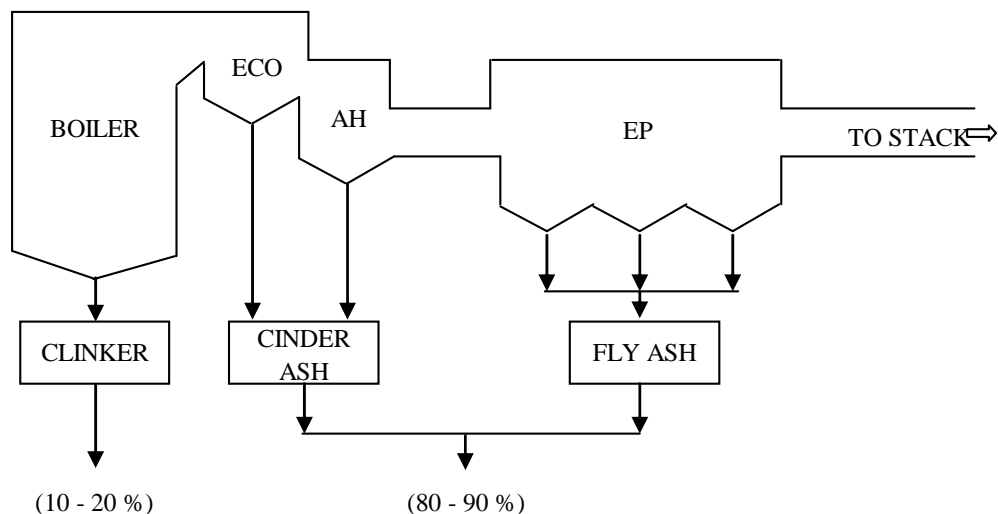
(Source: JICA 調査団)

- ◆ Type of the Conveyor : 風よけ付のフラットタイプのコンベヤーが本プロジェクトには適していると考えられる。

7.4.8.2 灰処理設備

図 7.4-10 は石炭焼きボイラーの様々な部位から発生する灰の例を示している。一般的に石炭中の灰はボイラー内での石炭燃焼から排ガスが煙突から排出されるまでの過程で燃焼ガス流の様々な場所から発生している。

- ・ 石炭の燃焼により溶ける灰はクリンカーと呼ばれボイラー火炉のボトムホッパーに落下して捕集される。灰の合計発生量の約 10 - 20%がこの方法で捕集される。
- ・ 排ガス中に浮遊している燃焼灰の一部は、シンダーアッシュと呼ばれ、下流側の節炭器と空気予熱器のボトムホッパーに落下し捕集される。灰の合計発生量の 5%未満がここで捕集される。
- ・ T 電気集塵機で捕集される燃焼灰はフライアッシュと呼ばれ電気集塵機のボトムホッパーに集められる。一般的に灰の合計発生量の 80 - 90%がここで捕集される。

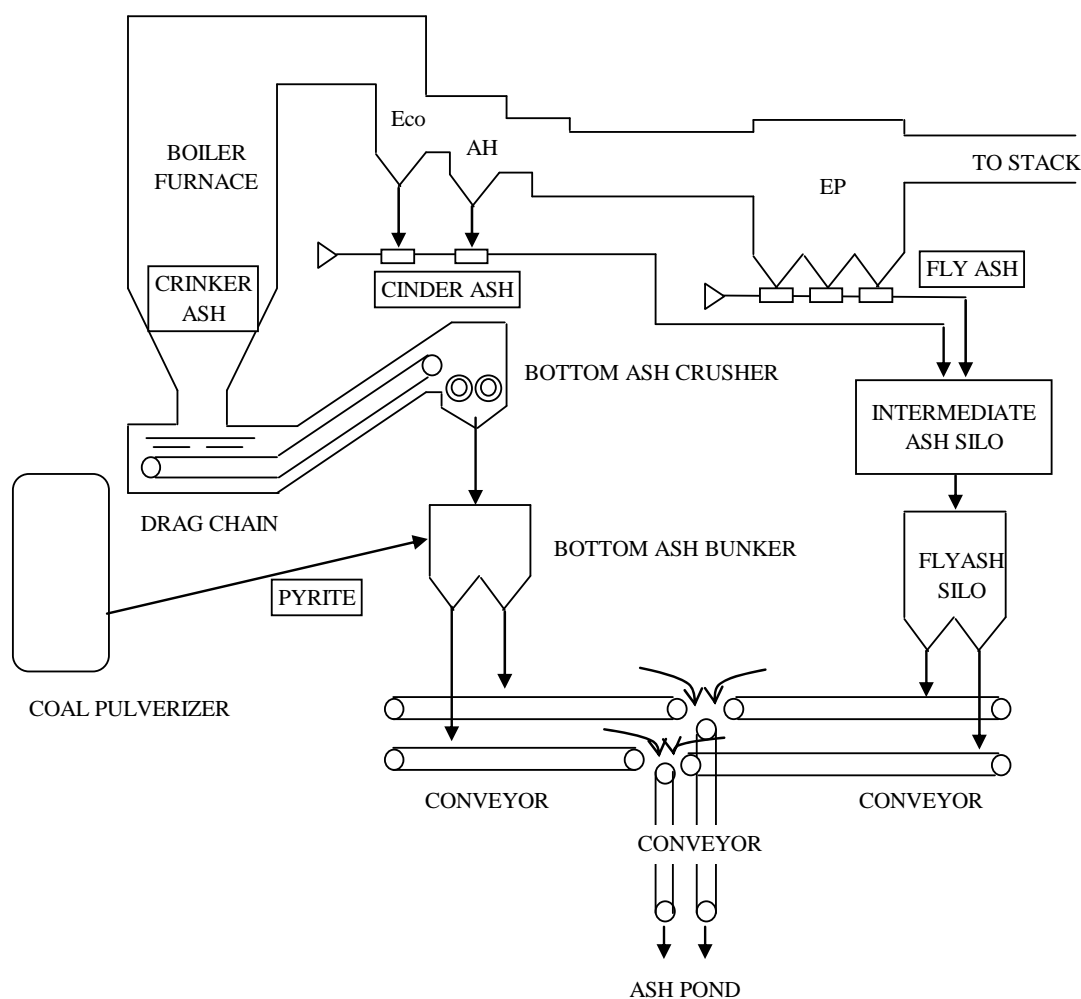


(出典: JICA 調査団)

図 7.4-10 石炭灰の発生個所と比率

集められた石炭灰は一般的には下記のようにおおよそ 2 つの方式に分類される灰処理設備を通じて移送処理される。図 7.4-11 は灰処理設備の概要を示している。

- ・ 1 つ目のシステムは、ボイラーのボトムホッパーに落ちるクリンカーと石炭粉砕機から排出される黄鉄鉱を処理する。
- ・ 2 つ目のシステムは、節炭器、空気予熱器や電気集塵機に落下するシンダーアッシュとフライアッシュを処理する。



(出典: JICA 調査団)

図 7.4-11 灰処理設備

(1) ボトムアッシュ処理設備

ボトムアッシュ処理設備は湿式や乾式のドラッグチェーンシステムのような典型的なタイプに分類される。乾式は排水が発生しない点で湿式より優位性がある。しかしながら乾式は開発されて間もなく、あまり実績がない。ボイラーの密閉システムはボイラーの安定運転にとっても重要である。最も一般的なタイプである湿式ドラッグチェーンシステムを記載している。

湿式ドラッグチェーンシステムはボイラーのボトムホッパーに落下するクリンカーアッシュや石炭粉砕機から排出される黄鉄鉱を処理する。ボイラーのボトムホッパーに落下するクリンカーは水封式コンベヤーを使って捕集され、ボトムアッシュバンカーで仮貯蔵用に移送するために脱水される。また黄鉄鉱はアッシュバンカーの底に送られる。クリンカーアッシュと黄鉄鉱は発電所構内の道路を清潔に保つためにベルトコンベヤーで灰捨て場に移送される。

(2) フライアッシュ処理設備

フライアッシュ処理システムは真空式、空気式と真空-空気式に分類される。配管がダメージを受けた場合でも灰が拡散しないため、真空式が空気式に比べ優れている。しかしながら真空式は短距離移送にしか適用できないため、真空-空気式が大規模発電所にしばしば適用される。本調査でも最も一般的なタイプである真空-空気式を記載している。

真空-空気式は、節炭器、空気予熱器と電気集塵機のボトムホッパーに落下するシンダーアッシュやフライアッシュを処理する。シンダーアッシュとフライアッシュは真空式を使って中間アッシュサイロに移送され、仮貯蔵のため圧縮空気を使って中間アッシュサイロからフライアッシュサイロに移送される。最終的にフライアッシュは発電所構内道路を清潔に保つためにベルトコンベヤーにより灰捨て場に移送される

### (3) 灰捨て場の公称容量

灰捨て場の公称容量は2台のプラントが80%の負荷率で25年の運転期間に集められる灰の合計量を基に計算される。

- Consumption of coal per day (for 2 units, at 100% load) = 13,783 ton/day
- Annual consumption of coal = 13,783 ton/day x 365 day x 0.8 = 4,025 thousands ton/year
- ✓ Ash content of the coal is 20%
- Volume of coal ash per year = 4,025 thousand tons/year x 0.2 = 805,000 ton/year (A)
- ✓ Unburnt carbon is 0.125%
- Volume of coal ash per year = 4,025 thousand tons/year x 0.00125 = 5,031 ton/year (B)
- ✓ Annual ash volume : (A)+(B) = 805,000 ton/year + 5,031 ton/year = 810,000 ton/year
- ✓ 810,000 ton/year ÷ 1.2 ton/m<sup>3</sup> (compaction with bulldozer and roller) = 675,000 m<sup>3</sup>/year

それゆえ25年間の運転により排出される灰の量は下記のように計算される。

- Ash total volume = 810,000 ton/year x 25 year = 20,250,000 ton
- 20,250,000 ton ÷ 1.2 ton/m<sup>3</sup> = 16,875,000 m<sup>3</sup>

一方で堰堤の傾斜部分にも灰を廃棄することができ、その容量は462,240m<sup>3</sup>にもなる。(= height 9m x width 24.1m x length 4,800m / 2)

それゆえ堰堤の傾斜部を除く灰捨て場の必要面積は下記のとおりである。

- (16,875,000 - 462,240)m<sup>3</sup> / 9 m (tentative embankment height) = 182.3 ha

◆ Required area of ash pond: 183 ha.

### (4) 灰の有効利用

ボイラーで発生する大量の燃焼灰の効果的な利用に関する様々な調査が行われ、下記の用途に実用性があることが証明されている。

- クリンカー
  - ✓ 路盤材
- フライアッシュ
  - ✓ セメント原料

- ✓ コンクリートの骨材
- ✓ 道路舗装
- ✓ 肥料

上記のように石炭灰には様々な利用方法がある。しかしながら現状では「バ」国内に石炭灰の流通システムがないため、プラント運転開始後、すぐには石炭灰を有効に活用できない。CPGCBLは社内に石炭灰を販売するための部署を設置し、市場開発の道筋をつけることで利益を得ることができる。またこのことで灰捨て場へ廃棄する灰の量を減らすことができ、更に近隣にセメント工場が建設されれば、地域経済への活性化につながる。

#### (5) Utilization of Dredged soil 浚渫土の有効利用

調査団は港湾建設に伴う浚渫土量の計算を行った。

ボーリング調査の結果から、浚渫土は砂質土とシルト・粘性土に分けられるが、灰捨て場の容量を検討するにあたっては、この土量と分類が重要となる。すなわち、浚渫砂質土はすべて発電所敷地造成に流用することができるが、シルト・粘性土は灰捨て場の堰堤の材料として以外流用することができず、残土はすべて灰捨て場へ埋め戻される計画としている。

表 8.1-7 に浚渫土量の計算結果を示すとともに、これに基づいてシルト・粘性土の残土分による追加容量計算を行い、この結果を表 8.1-4 に示した。

#### 7.4.9 用水処理設備

##### (1) 用水源

純水装置、機器冷却水、灰処理および消火用水の水源として所内用水が使用される。建設用地近傍には適切な河川水の利用ができず、また、近隣の井戸の枯渇や地盤沈下を引き起こす懸念があることから、地下水で十分な量を確保するのは適当ではないと考える。

したがって、海水から脱塩装置を用いて所内用水を製造する必要がある。

##### (2) 脱塩装置

###### 1) 各脱塩装置の比較

脱塩装置には多段フラッシュ蒸留装置(“MSF”)、機械式蒸気圧縮装置(“MVC”)、逆浸透膜装置(“RO”)などに大別される。MSF は蒸気熱を使って飽和圧下の海水が減圧されるときに起こるフラッシュ現象を利用する。MVC は蒸発熱源にコンプレッサーを利用する。RO は浸透圧の原理を利用して膜による分離を行う。塩分溶液を加圧することにより、通常の浸透現象の逆現象として膜を通して清浄水が分離される(図 7.4-11)。



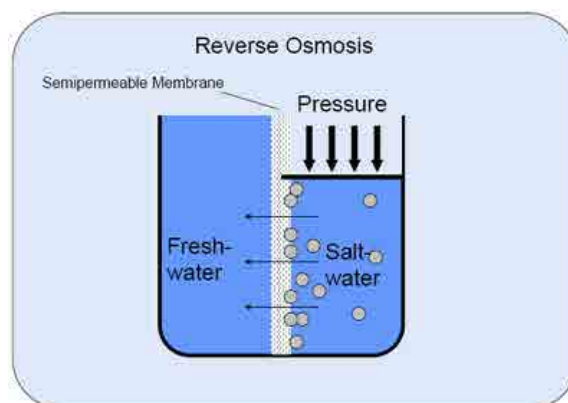


図 7.4-12 逆浸透の原理

表 7.4-15 に各脱塩法の比較を示す。技術データおよび比較結果は海水水質により変動するため、実際の詳細選定に当たっては水質の実測値、とりわけ全溶解物(TDS)、濁度(NTU)および SDI 値(Silt Density Index)の測定を行うことが肝要である。

海水中の浮遊固形物や懸濁物は RO にとって重大なトラブルを引き起こすもののひとつである。ほとんどの設備では 5 ミクロンフィルターなどの前処理装置を設置しているが、微粒子は RO 膜の目詰まりの原因となる。

このような目詰まり度合を消化するため、SDI 値（または Fouling Index, FI 値）が採用される。この測定方法は ASTM D4189-07 Standard Test Method for Silt Density Index (SDI) of Water として標準化されている。

SDI 値の測定には、0.45 $\mu$ m フィルターを圧力 2.07bar 下で試験水を通しろ過を行う。最初の 500ml をろ過するのに要した時間 T<sub>0</sub> と 15 分後に再び 500ml をろ過したときに要する時間 T を測定する。この 2 つの時間から、次式により SDI 値を求める。

$$SDI = (1 - T_0/T) \times 100/15$$

SDI 値が 5 以下の時 RO 装置に許容される。これは SDI 値が 5 以下では目詰まりの速度が非常に遅い速度で進行する。しかしながら、給水中の懸濁物の特性により SDI 値 3 以下が要求されることもありうる。

したがって、仮に海水水質の汚染が許容範囲であれば、RO 装置は近年においては成熟した技術であり、経済的観点からも妥当な選択であると言える。

表 7.4-16 各脱塩装置の比較

	MSF	MVC	RO
全溶解物 (TDS) *1	10	5	10 (2段処理)
初期投資費用 *1	高い	高い	ベース
エネルギー消費 *1	25 kWh/m <sup>3</sup> (蒸気熱分含む)	11 kWh/m <sup>3</sup>	5 kWh/m <sup>3</sup>
運用保守費 *1 (エネルギー コスト含まず)	安い	安い	ベース
原水消費量 (生成水 1m <sup>3</sup> 当たり)*1	6-8 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	3 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	2 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
特徴	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 高信頼性</li> <li>- 大容量機に多くの実績有り</li> <li>- 海水脱塩に適している。</li> <li>- 腐食、スケール問題多</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- シンプルなシステム</li> <li>- 高信頼性</li> <li>- 適用可能レベル</li> <li>- 海水/河川水脱塩に適</li> <li>- MSF より低温運転</li> <li>- MSF より腐食、スケール問題少</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- シンプルなシステム</li> <li>- 省エネルギー</li> <li>- 主要システムに成長</li> <li>- 海水/河川水脱塩に適</li> <li>- 膜が短寿命(約5年)</li> <li>- 海水水質に敏感</li> </ul>

出典：JICA 調査団

注 \*1: 原水水質による。

## 2) 前処理装置

微小多孔質によるプロセスは目詰まりへの対策が重要である。膜の目詰まりは生成水量の減少、水質の悪化及び膜差圧の増大を引き起こす。典型的な膜目詰まりは無機塩・酸化金属粒・懸濁物等の付着や微生物の増殖により発生する。よって、目詰まり防止には薬品処理、清澄装置、フィルター等の前処理装置による浮遊物質の除去が必要である。

## (3) 純水装置

純水装置には経済的な対向流イオン交換装置が採用される。装置はカチオン塔、アニオン塔およびバックアップとしての混合床塔からなる。これにより所内用水から不純物・塩を所定のレベルまで除去する。所定の間隔でカチオン塔樹脂は酸溶液でアニオン塔樹脂は塩基溶液で再生される。

## (4) 飲料水製造装置

飲料水は脱塩水（所内用水）から製造される。滅菌のため、次亜塩素酸の注入や紫外線(UV)滅菌が用いられる。

(5) 供給範囲

1) 脱塩装置

原水取水ストレーナー:	1 セット/ユニット
原水供給ポンプ:	1 台/ユニット
原水貯蔵タンク:	1 基/ユニット
原水移送ポンプ:	1 台/ユニット
初期フィルター:	1 セット
中間フィルター:	1 セット
RO 膜:	1 セット
薬品注入装置:	1 セット
Desalination water storage tank:	2 sets (100% x 2)

2) Demineralization Plant

原水供給ポンプ:	1 セット/ユニット
フィルター:	1 セット/ユニット
アニオン塔:	1 基/ユニット
カチオン塔:	1 基/ユニット
混合床塔:	1 基/ユニット
中間ポンプ:	1 台/ユニット
排水ポンプ:	1 台/ユニット
ブロワー:	1 台/ユニット
次亜塩素酸貯蔵タンク:	1 基
水酸化ナトリウム貯蔵タンク:	1 基
各種希釈タンク:	1 基
純水貯蔵タンク:	2 基 (100% x 2)
補給水ポンプ:	2 台 (100% x 2)

3) Potable water production plant

Pump:	2 台/ユニット
Carbon filter:	2 セット/ユニット
Disinfection system (Hypochlorite dosing or UV)	1 セット(100% x 1)
Potable water storage tank:	1 基(100% x 1)

(6) 用水処理設備の概念系統図

図 7.4-12 に用水処理設備の概念系統図を示す。また、図 7.4-13 に想定される水バランス図を示す。

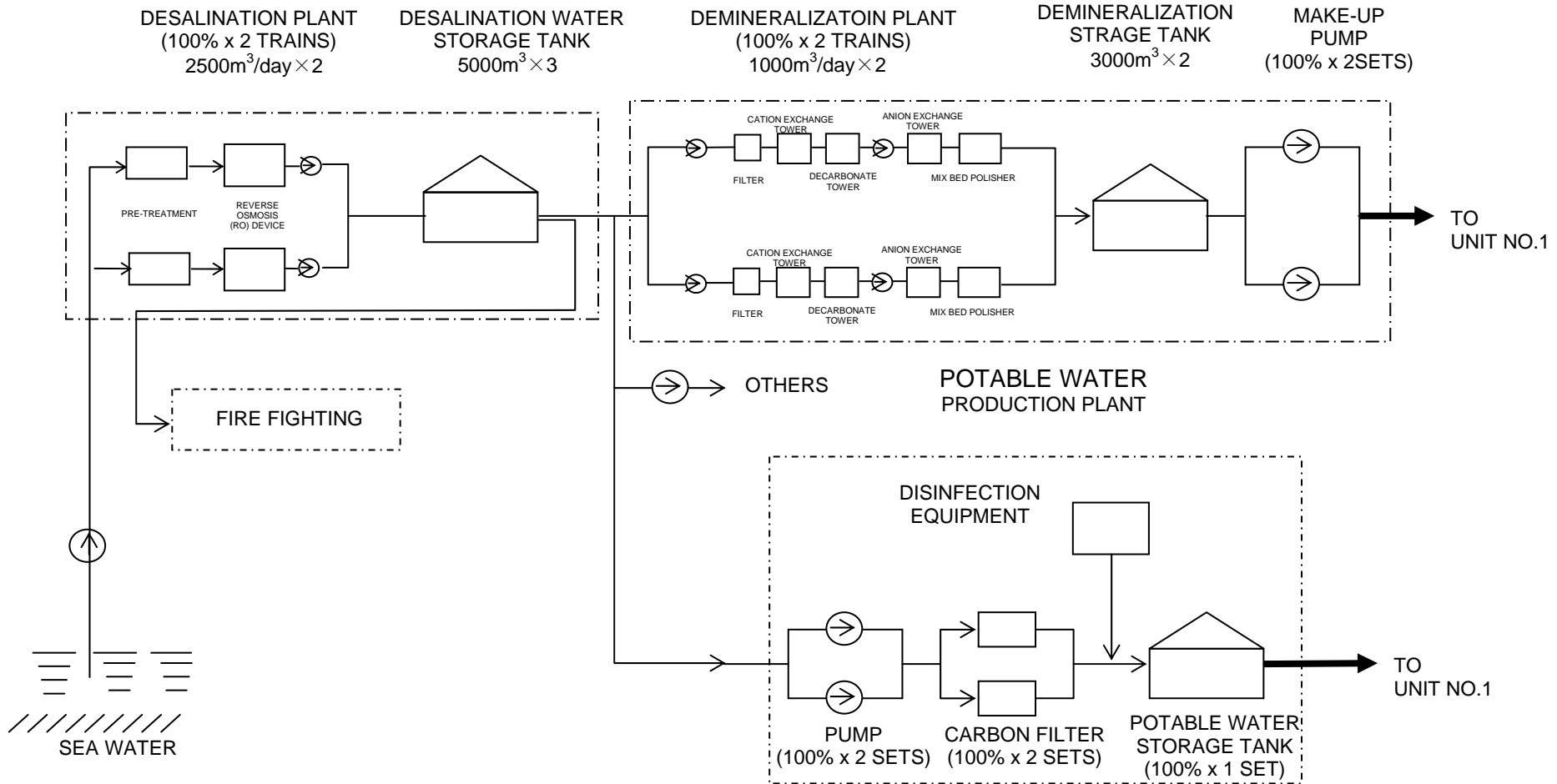


図 7.4-13 用水処理設備の概念系統図

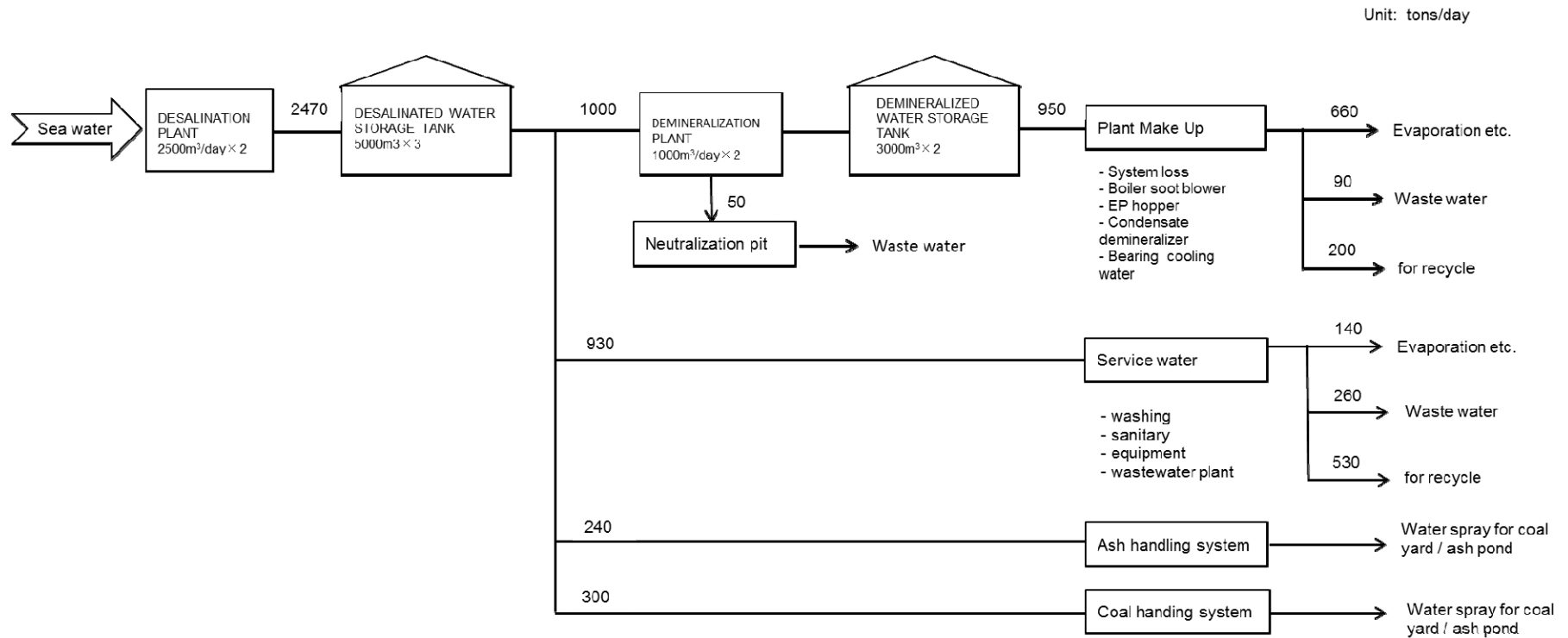


図 7.4-14 想定される水バランス図

#### 7.4.10 排水処理設備

##### (1) 概略仕様

##### 1) 一般事項

各種排水の一般的な処理方法は以下である。

- i) プラント排水は排水処理設備で処理され、7.4.5 項に示す排水基準に適合する水質で冷却水放水システムに排水される。プラント排水は含油排水、機器ドレン等を含み、放水点で排水サンプリングを行う。
- ii) ボイラブローダウンは冷却水注入付のブローダウンタンクへ排出され、その後ボイラ排水槽へ送水される。
- iii) 含油排水は油/水セパレータで処理され、排水貯槽へ送水される。
- iv) 排水処理装置からの排水は排水貯槽へ送水される。
- v) 未処理排水は直接的もしくは間接的にどの表層水域に排水されないよう計画する。
- vi) 排水処理装置で発生した汚泥は適切な処分場へ輸送される。
- vii) 建屋からの日常排水は所内の浄化装置で処理される。
- viii) 雨水排水、水タンクオーバーフローはチェックピットに移送され、水質チェック（pH、油分等）後に冷却水放水システムに放流される。
- ix) 貯炭場雨水は独立した凝集沈殿、ろ過処理を行う。
- x) 石炭コンベヤ洗浄装置からの排水は独立した凝集沈殿処理を行う。収集された石炭スラリーは貯炭場へ返送される。
- xi) 灰捨て場排水は独立した沈殿、中和処理を行う。

##### 2) 供給範囲

排水貯槽	1 槽
pH 調整槽	2 槽
凝集槽	2 槽
沈殿槽	2 槽
中間槽	1 槽
汚泥貯蔵槽	1 槽
中和槽	1 槽
ろ過装置	2 槽
脱水装置	1 台
送水ポンプ	2 台
中間ポンプ	2 台
汚泥移送ポンプ	2 台 x 2
脱水供給ポンプ	2 台

(2) 排水処理設備の概略系統図

図 7.4-15 に排水処理設備の概略系統図を示す。

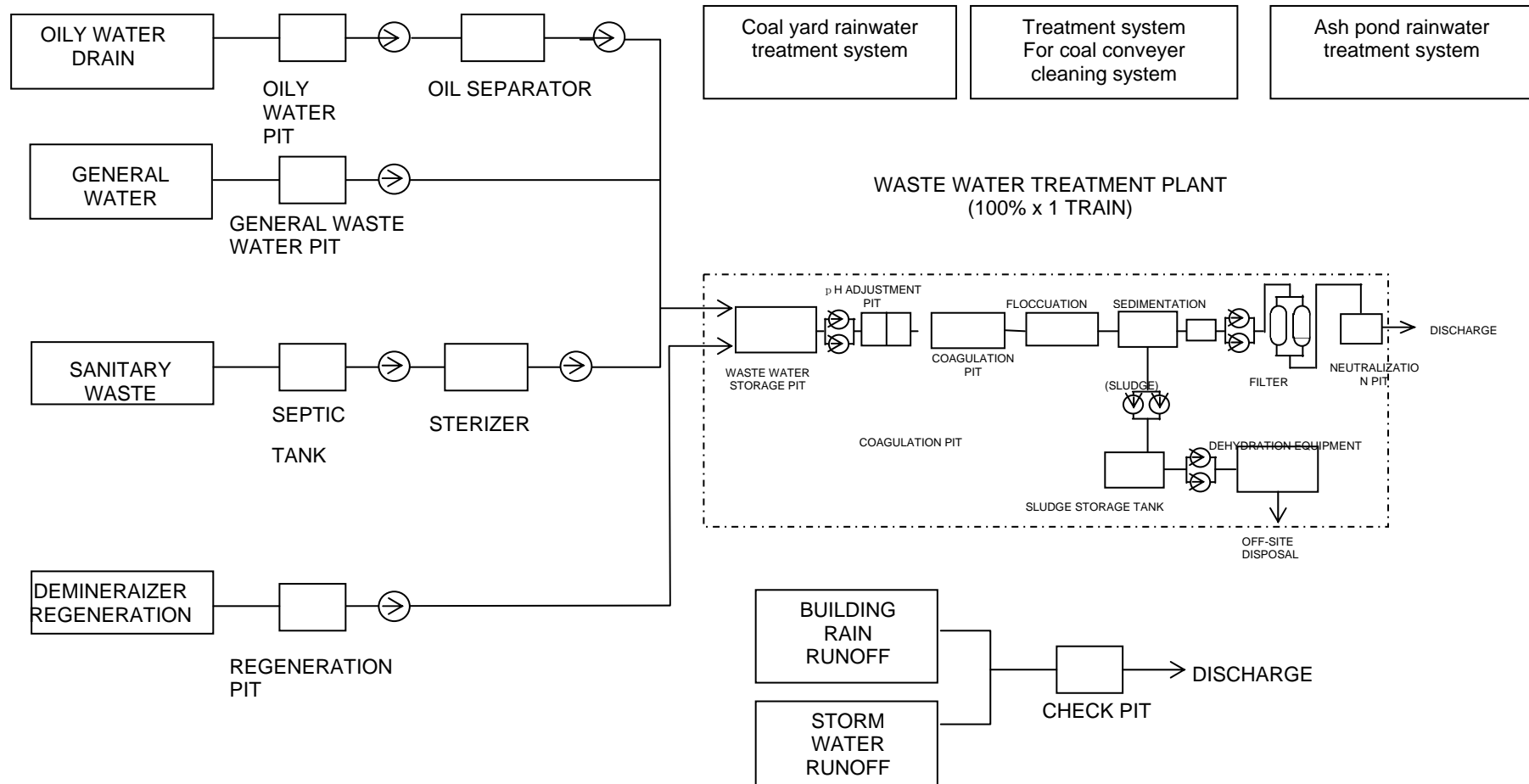


図 7.4-15 排水処理設備の概略系統図



#### 7.4.11 消火設備

##### (1) 一般事項

水スプレー装置は火災の局所鎮火に有効なため推奨されるシステムである。連続した火災の発生が懸念される火力発電所においても広く採用されている。消火設備は以下の設備で構成される。

##### (2) 供給範囲

消火器:	1 セット
屋内消火栓:	1 セット
泡消火設備:	1 セット
不活性ガス (CO2) 消火設備:	1 セット
ハロン(Halon 1301) 消火設備:	1 セット
粉末消火設備:	1 セット
屋外消火栓:	1 セット
電動消火ポンプ:	1 台
緊急アラーム装置:	1 セット
退避器具:	1 セット
消火用水タンク・水槽:	1 セット
煙制御装置:	1 セット
スプリンクラー装置:	1 セット
緊急電源:	1 セット
消防車:	1 台

##### (3) 基準

主要建屋の消火活動は「バ」国の基準に従い行われる。消火設備は NFPA 規格に従い設計される。

#### 7.4.12 電気設備

##### 7.4.12.1 ユニット電気設備の設計概念

発電所は2基のボイラー、2基の蒸気タービンと2基の発電機で構成される。それぞれの発電機は相分離母線 (IPB) によって発電機昇圧変圧器 (GSUT) に接続される。発電機からの出力の電圧は GSUT によって 400kV に昇圧される。GSUT からの出力は発電所エリアの隣に位置する 400kV 開閉所 を経由して「バ」国送電網に送電される。

BPDB からの要請として、GSUT 低圧側の位置に発電機の主遮断器は導入されない。そのため、それぞれの発電機は GSUT 高圧側に置かれた発電機遮断器によって「バ」国送電網に同期させられる。

400kV 開閉所の遮断器のほかに、発電機昇圧変圧器用 400kV 遮断器とステーション補助変圧器(SAT)用遮断器はそれぞれの変圧器の高圧側に設置される。そしてこれらの遮断器は中央操作室(CCR)の DCS によって監視制御がされる。

ユニット補助電源供給システムの設備の構成および定格の設計根拠は以下の通りである。

- (1) 一つの事象（装置うちのひとつの計画停止、あるいは事故停止のどちらか）では発電中のユニットの喪失を起こすべきではない。しかしユニットの出力制限は発生するかもしれない。
- (2) 片端電源のスイッチギアを除く 400V あるいはそれ以上の電圧階級において、正常な運転条件の下で、停電を引き起こすことなく、その電源から替わりの電源に自動的にあるいは手動操作で安全に電源切り替えが可能であること。
- (3) 変圧器（発電機昇圧変圧器と励磁変圧器以外のもの）の喪失によってユニットの出力に影響を与えてはならない。  
ユニット補助変圧器(UAT)の事故においては故障 UAT の切り離しと健全な変圧器からの電源で再起動ができるまでの間、発電ユニットの停止が生ずるであろう。
- (4) 通常 UAT から電源を供給されているスイッチギアが母線の電源喪失を起こした場合でも、発電出力制限は 50%以下でなければならない、発電ユニットの停止を起こしてはならない。

それぞれのユニットは 1 台の 3 巻線型ユニット補助変圧器(UAT)が供給される。変圧器は発電機主回路から IPB 接続によって分岐される。

1 台の 3 巻線型ステーション補助変圧器(SAT)が同じくそれぞれのユニットに用意される。この電力は 400kV 開閉所から供給される。

UAT はそれぞれ遮断器を経由して 2 群のユニット 6.6kV スwitchギアに接続される。SAT はそれぞれ遮断器を経由して 2 群の共通 6.6kV スwitchギアに接続される。ユニット 6.6kV スwitchギアと共通 6.6kV スwitchギアの両方ともそれぞれ遮断器を経由して相互に連絡される。

ユニット運転中において、ユニット補機負荷への電源は発電機からユニット補助変圧器(UAT)を経由して供給されるべきである。ユニット停止中とユニット起動時はユニット補機への電源供給は 400kV 開閉所からステーション補助変圧器(SAT)を経由して供給される。

発電機を解列する前に、ユニット補機負荷への電源供給はユニット 6.6kV スwitchギアから共通 6.6kV スwitchギアへ移される。そして発電機を同期並列させた後で、ユニット補機への電源供給は共通 6.6kV スwitchギアからユニット 6.6kV スwitchギアへ切り替えられる。

図 7.4-16 に電源供給設備の単線結線図を示す。

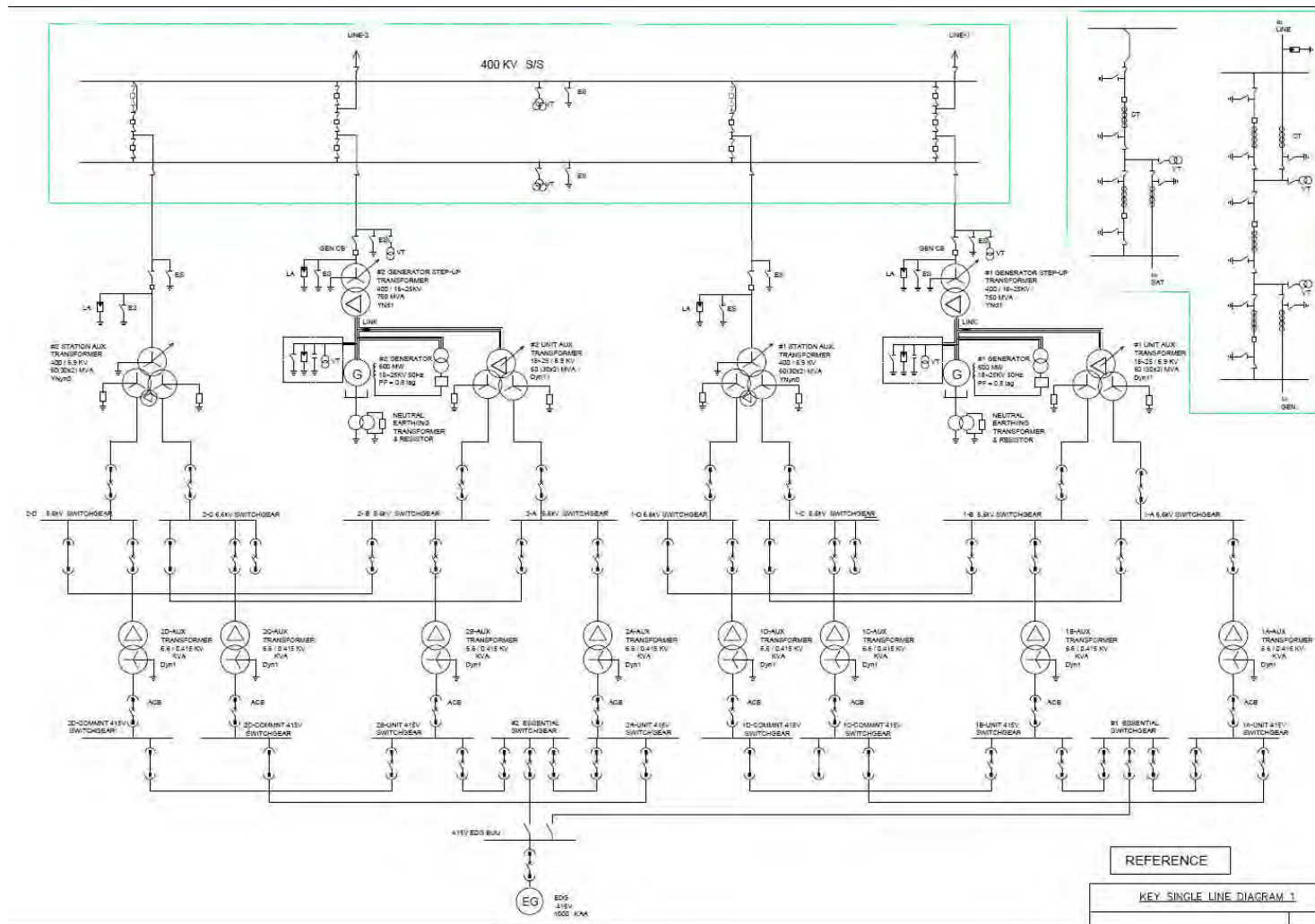


図 7.4-16 電源供給設備の単線結線図

#### 7.4.12.2 発電機

発電機の仕様の概要は下記に示す

表 7.4-1 発電機仕様概要

項目	仕様
発電機の数	2（ユニット#1 とユニット#2）
型式	3 相回転界磁型同期発電機
極数	2
相数	3
定格出力	600MW
定格周波数	50Hz
定格回転数	3,000rpm
定格端子電圧	製造者の標準値（18～25kV）
力率	0.8（遅れ）、0.95（進み）
短絡比	0.5 以下でないこと
冷却方法	固定子コイル；水あるいは水素ガスの直接冷却 回転子コイル；水素ガスの直接冷却
励磁方式	静止型あるいは ブラシレス励磁

#### 7.4.12.3 変圧器

##### (1) 発電機昇圧変圧器 (GSUT)

GSUT は油浸型でなければならず、高圧巻線に負荷時タップ切換器 (OLTC) が装備されるものとする。また、送電電圧 (400kV) の電圧変動と変圧器の規格に対して十分な適応範囲を持たなければならない。

GSUT は油入風冷式 (ONAF) が提供されるべきである。

GSUT の定格 は発電機出力に協調した値とする。

##### (2) ユニット補助変圧器 (UAT) とステーション補助変圧器 (SAT)

UAT は発電機の端子電圧から 6.6kV まで降圧してユニット補機への電力の供給を行う。

SUT は 400kV から 6.6kV まで降圧して、ユニットの起動時と停止時にプラント補機への電力の供給を行う。

UAT と SAT は共に油浸型でなければならず、高圧巻線に負荷時タップ切換器 (OLTC) が装備されるものとする。また発電機端子電圧あるいは送電線電圧 (400kV) の電圧変動と変圧器の規格に対して十分な適応範囲を持たなければならない。

UAT と SAT の冷却方式は共に油入風冷 (ONAF) /油入自冷 (ONAN) とする。

UAT と SAT のサイズはユニット全体の負荷に基づく。

##### (3) 単相変圧器と三相変圧器の比較

BPDB は JICA チームにこのプロジェクトに対して単相変圧器と 2 台の半分容量三相変圧器の導入を検討するように要請した。単相変圧器が輸送と故障による 1 相の変圧器取り替えに関しては利点を持っていることは確かである。輸送機関に関して 2 台の半容量変圧器は同じく利点を

持っている。

しかしながら、単相変圧器は予備の変圧器とそれぞれの変圧器のための制御装置を持つことと広い据付スペースが必要のために高価である。同じく 2 台の半分容量変圧器がより高価になり、また並列運転することが難しい。

変圧器方式は請負者の推奨によるものとするが、三相変圧器の輸送に問題がない場合 1 台の三相変圧器が望ましい。

表 7.4-2 変圧器タイプの比較

タイプ	三相	単相	三相
台数	1 台	4 台 : 3 台 + 1 台の予備	1/2 容量で 2 台
輸送	基準	より容易である	より容易である
価格	基準	高い	最も高い
設置スペース	基準	大きい	最も大きい
建設期間	基準	長い	最も長い
運用性	基準	同じ（基準として）	難しい
信頼性	基準	同等	

#### 7.4.12.4 発電機回路の自開閉装置

発電機遮断器と断路器と接地開閉器は「バ」国送電網への発電機並列のために GSUT の高圧側に設置しなければならない。

#### 7.4.12.5 ユニット電源供給

ユニットの電源供給はユニット補助変圧器とステーション補助変圧器から構成されるものとする。プラント運転のためのユニット負荷はユニット補助変圧器から、そして水処理、排水処理、石炭取り扱いなどのプラント運転のための共通の負荷はステーション補助変圧器から供給される。また緊急時の電源として 1 組のディーゼルエンジン駆動発電機がユニットの安全停止目的のために提供されなければならない。

##### (1) 6.6kV ユニットとコモンメタルクラッドスイッチギア

2 組の 6.6kV ユニットメタルクラッドスイッチギアと 2 組の 6.6kV 共通メタルクラッドスイッチギアがユニット負荷と共通負荷への電気の供給のために提供されるべきである。各ユニットスイッチギアはユニット補助変圧器の 2 次側からそれぞれ電力を供給されるべきである。そして共通スイッチギアはステーション補助変圧器の 2 次側からそれぞれ電力を供給されるべきである。

##### (2) 415V ユニットと共通電源

必要数の 415V のユニットおよび共通のスイッチギアがユニット補機負荷と共通補機負荷への電力供給のために提供されなければならない。各スイッチギアはそれぞれ 6.6kV/415V 低圧変圧器を経由して 6.6kV スwitchギアから電力

を供給される。ユニットと共通のスイッチギアはバックアップ電源の供給のために、それぞれ母線連絡遮断器を介して相互連絡しなければならない。

#### 7.4.12.6 400kV 開閉所

400KV の開閉所は、発電した電力を「バ」国の送電網へ送電するために発電所エリアの隣に設けなければならない。この開閉所は新設 400KV 送電線 2 回線によって「バ」国送電網と相互接続される。

##### (1) 設計概念

開閉所の信頼性を維持するために、400kV 母線構成は 2 重母線で 1+1/2 遮断器方式が望ましい。開閉所は 2 回線の送電線、1 号ユニットと 2 号ユニット、それぞれのユニットのためのステーション補助変圧器 2 回線で構成される計 6 回線を接続可能な設計であること。遮断器はガス絶縁遮断器（GCB）で断路器は空気絶縁スイッチ（AIS）とする。この開閉所は PGCB の所掌である。開閉所の設備の監視制御は遠隔操作により NLDC から実施される。

##### (2) 主要設備の数量

主要設備の数量は以下のとおりである

遮断器（三相）	10 組
断路器（三相）	26 組
接地開閉器（三相）	28 組
変流器（三相）	16 組
電圧変成器（三相）	8 組
避雷器（三相）	2 組

上記に加え、制御装置を含めその他の装置が必要とされる。開閉所装置は遠隔操作によって NLDC (National load dispatch Center)から変電所制御システム（SCS）を通して制御と監視がされる。

装置とその場所	
制御ビルディング	開閉所エリア
ベイコントロールユニット (BCU)	開閉所あるいは開閉所の制御ビルディング
ステーションコントロールシステム (SCS)	開閉所の制御ビルディング
SCADA	開閉所の制御ビルディング
保護リレー	開閉所の制御ビルディング
交流と直流電源（蓄電池含む）	開閉所の制御ビルディング (元電源は発電所から供給されるであろう)

#### 7.4.13 制御監視装置

発電装置は中央制御室（CCR）から操作されるよう設計される。分散型コントロールシステム（DCS : Distributed Control System）はこの目的で使われる。

##### 7.4.13.1 制御監視装置システム構成

すべての監視制御システムの設計は、発電所職員および機器の安全性を最大限確保し、その一方で、可能な限り最高の可用性を念頭に置きつつすべての条件の下で発電所を安全に、かつ効率的に運転するようなものとする。

発電設備全自動運転を可能とする制御監視システムは、技術面、コスト面を考慮した DCS 設備で構成する。DCS 設備は共通設備の制御監視を含む発電設備全体の制御監視を可能とする。

##### DCS 設備の基本構成

- 演算および電源回路は 2 重化とし、入出力回路は 1 重化とする
- DCS への電源供給は AC と DC 突き合わせ方式の 2 重化とする
- 通常の操作は、液晶ディスプレイ画面を確認しながらマウスを使用してコンピュータ経由で行われる

##### 7.4.13.2 発電設備制御監視装置

発電所の操作監視システムは DCS、情報管理システム、保守および修理システム、送電網システム、および関連装置によって構成する。

DCS は、LCD 操作システム、プラントインターロックシステム、ボイラー制御システム、バーナー管理システム、タービン制御システム、プラント補助インターロックとシーケンス制御システム、及びデータ収集システム等から構成されている。

それぞれ独立したシステムは、DCS と統合されなければならない。

##### 7.4.13.3 発電所の DCS 機能

DCS は下記の機能を持たなければならない。

- (1) プラントインターロックシステム
- (2) ボイラー制御システム
- (3) バーナー管理システム
- (4) タービン制御システム
- (5) プラント補助インターロックとシーケンス制御システム
- (6) データログ機能およびデータ表示

#### 7.5 操作上の必要条件

##### 7.5.1 一般事項

主要構成要素とその付属品はプラントの設計寿命を通じて不具合のない起動と運転が確保されるように設計されなければならない。補助設備および装置の高利用率の達成のために適切な冗長性が提供されなければならない。主要構成要素とその付属品は一つのプッシュボタンによって起動と全負荷まで上昇させることが可能であるように設計されるべきである。プラント全体は連続



的な電力負荷運転に適していなければならない。

### 7.5.2 プラント責務

#### (1) 冷缶起動

冷起動の定義:

- 56 時間の連続停止後であり、ボイラーは消火しているが排水されていない状態での起動
- 72 時間以下の停止期間中、ボイラーは排水されないであろう。もし停止が 72 時間を越えるならばボイラーは排水されるべきである。

#### (2) 暖缶起動

暖缶起動の定義:

- 8 時間以上且つ連続 56 時間以下の停止でボイラーは消火しているが排水されていない状態での起動

#### (3) 熱缶起動

熱缶起動の定義:

- 8 時間以上の連続停止でない状態での起動

#### (4) 全停電状態での起動

適用しない

### 7.5.3 制御と運転の考え方

#### (1) プラントの自動化

自動化範囲は操作員が中央操作室 (CCR) から全体的なプラントラン監視ができるように発電設備起動停止制御と発電設備保護機能を完全自動化する。

しかし動停止の制御シーケンスには、必要に応じて操作員による補完操作を認めるブレイクポイントを含めることとする。

起動操作は、ベリーホット、ホット、ウォーム、あるいはコールドの各起動条件に従い選択可能であり、自動制御される。

#### (2) プラントの運転

CCR は発電所の蒸気タービン建屋内に収容されるものし、発電電力を自動的に需要に合うよう制御されるように、データロギングシステムを含めた最先端 DCS が設置されるべきである。運転状況を監視するための LCD (液晶画面) とプラントの運転操作のためのキーボードパネルとマウスで構成されたオペレーターコンソールが CCR に設置される。

LCD 操作はマン・マシンインタフェースをより容易にして、監視操作と高い運転信頼性を促進するために採用される。

中央演算処理装置(CPU)は予備の冗長系を用いた 2 重系の構成で制御系の信頼性を保証するものでなければならない。

#### (3) 低周波と高周波運転

発電機は 48.5Hz から 51.5Hz までの低周波数および高周波数の負荷条件の下で連続運転に耐える設計とする。また 46.5Hz から 48.5Hz の周波数域においても運転時間限界を持った運転能力があるべきである。負荷運転時間を制限するために必要とされる制御装置は「バ」国送電網シ

システムからの要求を考慮して提供されるべきである。

#### (4) 電力制御

発電所の出力は NCC（国営コントロール・センター）から発電所へ SCADA システムによって要求される。発電所は発電所の操作員によって、オペレーターコンソールを通して DCS に発電所出力の要求を設定した後、自動的に運転される、それによって発電所出力要求は合致されるであろう。

### 7.6 各代替案比較のまとめ

表 7.6-1 に本章で比較検討した各代替案をまとめた。それらの案が選定された理由は下記である。

#### (1) 蒸気サイクル

火力発電所の蒸気サイクルは3つに大別され、JICA 調査団は代表的な蒸気条件（温度、圧力）を選定した。

#### (2) 排煙脱硫装置 (FGD)

評価したシステムは火力発電所の脱硫装置として代表的かつ商業化されているものである。

#### (3) 蒸気タービン軸構成

蒸気タービンの軸構成は2つに大別される。

#### (4) 脱塩装置

脱硫装置には数システムが商業化されている。MSF, RO はメジャーなシステムであり、MVC は近年検討に値するシステムである。

表 7.6-1 各代替案比較のまとめ

蒸気サイクル						
	亜臨界 (16.6MPag, 538/538°C)		超臨界 (24.1MPag, 538/566°C)		超々臨界 (USC) (24.5MPag, 600/600°C)	
実績	最も多い	◎	多い	◎	急増中	○
信頼性	高い	◎	高い	◎	高い	◎
熱効率	39.15%	△	40.32%	○	41.29%	◎
CO2 排出	ベース	△	110,500 t トン/年 少ない	○	198,300 トン/年 少ない	◎
経済性	ベース	△	n.a.	○	98 to 158 百万ドル 経済的	◎
評価	△		○		◎	
排煙脱硫装置 (FGD)						
	石灰-石膏 FGD		海水 FGD			
効率	90~99%	◎	90~95%	○		
吸収剤	石灰 (石灰荷揚げ・運搬設備が必要)	△	海水	◎		
副生成物 (廃棄物)	石膏 (廃棄処分もしくは再利用網の構築が必要)	△	硫酸イオン (海域へ放流)	○		
排水処理	排水処理設備が必要	○	曝気ピットでの酸化処理のみ	◎		
占有面積	大	○	小	◎		
用水消費量	多	△	少	◎		
稼働率	大変高い	◎	より高い (石灰荷揚げ・運搬設備がないため)	◎		
平均化コスト	ベース	○	安	◎		
実績	1990 年以降、世界シェア 83%	◎	1990 年以降、世界シェア 3%	△		
評価	○		◎			
蒸気タービン軸構成						
	タンデム・コンパウンド (TC)		クロス・コンパウンド (CC)			
軸長	長	○	ベース	◎		
信頼性	同等	◎	ベース	◎		
タービン効率	同等	◎	ベース	◎		
占有面積	少	◎	ベース	○		

運用性	平易	◎	ベース	○	
保守性	容易	◎	ベース	○	
建設費	小	◎	ベース	○	
運転費	同等	◎	ベース	◎	
評価	◎		○		
脱塩装置					
	多段フラッシュ蒸留装置(MSF)		機械式蒸気圧縮装置(MVC)		逆浸透膜装置(RO)
全溶解物 (TDS)	10	○	5	◎	10 (2段処理) ○
建設費	高い	○	高い	○	ベース ◎
エネルギー消費	25 kWh/m <sup>3</sup> (蒸気熱分含む)	△	11 kWh/m <sup>3</sup>	○	5 kWh/m <sup>3</sup> ◎
運転保守費 (エネルギーコスト除く)	安い	◎	安い	◎	ベース ○
原水消費量 (生成水 1m <sup>3</sup> 当たり)*1	6-8 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	△	3 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	○	2 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ◎
実績	大型機に多くの実績有り	◎	検討に値するシステムになりつつある	○	メジャーシステムに成長 ◎
信頼性	高信頼性 ただし、腐食・スケール問題あり	◎	シンプルなシステム MSFより低温運転	◎	シンプルなシステム ◎
運用性		◎	Simple system	◎	シンプルなシステム ◎
評価	○		△		◎

Legend: ◎Excellent, ○Good, △Poor

## 第8章

### 土木建設業務の検討



## 第8章 土木建設業務の検討

### 8.1 発電所敷地高の検討

#### 8.1.1 設計潮位

設計潮位は、5.7 節において下記のとおり設定した。

H.W.L. = +2.20m M.S.L.

L.W.L. = -2.20m M.S.L.

M.S.L. = EL ±0.0m

一般的に、設計水位は検討対象物にとって設計上もっとも厳しい水位面を設計値として用いることとしている。水位面の設定は、1 年またはより長い期間の水位面測定に基づいて決定することが望ましい。

「バ」国内においては、Water Development Board (WDB)で河川等の検潮所を数カ所設定しており、事業候補地の近傍では、18km ほど離れた Kutubdia channel に SW-176 の検潮所がある。Public Works Department (PWD)データはメートル法で測定されており、22 年間(1990 年～2011 年)における各年の最大・最小潮位を公開していたため、参考値としてこれを表 8.1-1 に示す。

地区	Cox's Bazar
河川	Kutubdia Channel
検潮所名	Lemsilhali (SW-176)

**表 8.1-1 22 年間の潮位データ(参考値)**

Year	WL(m.MSL)	
	max	min
1990	2.93	-1.80
1991	3.26	-2.25
1992	2.96	-1.96
1993	2.76	-2.26
1994	2.64	-2.01
1995	3.39	-2.01
1996	3.44	-1.96
1997	3.74	-1.96
1998	2.94	-2.01
1999	2.99	-1.91
2000	3.04	-1.76
2001	2.94	-1.76
2002	3.04	-1.81
2003	3.04	-1.81
2004	2.99	-1.81
2005	2.99	-1.81
2006	2.94	-3.61
2007	3.04	-1.81
2008	1.79	-0.94
2009	1.81	-0.83
2010	1.76	-0.83
2011	2.01	-0.69
Ave.	<b>2.8</b>	<b>-1.8</b>

Source : WDB (Water Development Board)

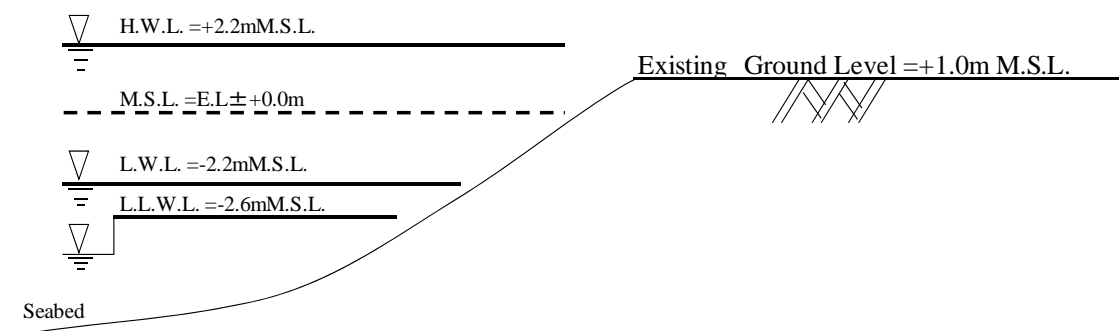


図 8.1-1 エレベーションの関係図

### 8.1.2 設計高潮位

高潮の高さは、2つの資料に基づき検討を進めた。

一つは 5.1 節に示した過去「バ」国に来襲した主要なサイクロンの既往データ、もう一つは「バ」国内において採用されている BANGLADESH NATIONAL BUILDING CODE 2006 基準書である。これら 2つの資料を基に設計高潮高を以下のように設定した。

#### (1) 既往のサイクロンデータと統計解析

ベンガル湾は熱帯性サイクロンの多発地域である。過去「バ」国に来襲した主なサイクロンについての資料を 5.1 節に記述した。その資料を基に、サイクロンが上陸した地域、最大風速に関する情報を表 8.1-3 に再整理するとともに、「バ」国に来襲したサイクロンの軌跡図を図 8.1-2 に示した。なお、既往のサイクロンデータは Bangladesh Meteorological Department (BMD)より入手したものである。

#### 1) 過去のサイクロン

Matarbari 地点には過去 2つの主要なサイクロンが来襲した。

そのひとつは 1970 年 11 月、Bhola 地区にある低地の Ganges デルタに来襲した Bhola サイクロンである。正確な死者は知られていないが、おおよそ 50 万の人々の命が失われたと言われている。Ganges デルタに上陸した際は 10.6m の高潮を記録した。しかし、Bhola 地区から東に 95km の距離にある Chittagong の気象観測所では、潮位が平均水位面から最高 4m の高さになったが、高潮による影響高は 1.2m であった。このことは、サイクロンの上陸点から約 100km 離れた地点では、その影響は相対的に小さくなることを示すものである。さらに、BANGLADESH NATIONAL BUILDING CODE に記載の Coastal Region Code よれば、図 8.1-5 に示すように、Bhola サイクロンの上陸点は Matarbari 地点がある地域とは別区分である。

一方、1991 年 4 月、1991 Bangladesh サイクロンは風速 225km/h を伴って Chittagong 港の北側に上陸した。この時の他の地点をみると、Kutubdia 180 km/h, Cox's Bazar 185 km/h となっている。累計 13 万 8 千人の命が失われたとされている。沿岸域に上陸した際は、7.6m の高潮を記録した。



サイクロンの上陸地点は、先述の Coastal Region Code で地域を限定すると Matarbari 地点がある地域に含まれていることが分かる。

過去にこれら2つの大きなサイクロンが来襲しているが、調査団としては、候補地からの距離、また過去最も高潮の影響があったサイクロンとして、後述の 1991 Bangladesh サイクロンを考慮することとした。

## 2) 統計解析

調査団は、再現期間 25 年もしくは 50 年の高潮とその時の異常時水位面の相関を知るために極値統計解析を実施した。基になるデータは、先述のサイクロンデータ(表 8.1-3)であり、これを図 8.1-3 に整理した。また、統計解析結果を表 8.1-2 ならびに図 8.1-4 に示した。

表 8.1-2 極値統計解析による高潮

Storm Surge Height	Average	25-year Return Period	50-year Return Period
Base on maximum data	4.2 m	8.0 m	9.0 m
Base on minimum data	3.3 m	6.2 m	7.0 m

表 8.1-3 サイクロンデータ

Date	Landfall Area	Maximum Wind Speed (km/h)	Surge Height (m)	
			Min	Max
1960.10.11	Chittagong	160		6
1960.10.31	Chittagong	193		6.6
1961.05.09	Chittagong	160		5
1961.05.30	Chittagong	160	2	4.55
1963.05.28	Chittagong-Cox's Bazar	200		6
1965.05.11	Chittagong-Barisal Coast	160		3.7
1965.11.05	Chittagong	160	6.1	7.6
1965.12.15	Cox's Bazar	210	2.4	3.6
1966.09.23	Noakhali Coast	139	6	6.7
1970.10.29	West Bengal Coast	163		4.7
1970.11.12	Chittagong	224	3-10	10
1971.05.06	Chittagong	81	2.4	4.2
1971.09.29	Sundarban Coast	97-113		0.6
1974.11.28	Chittagong-Cox's Bazar	163	3	5.1
1981.12.10	Khulna Coast	120	2.1	4.6
1983.11.09	Chittagong-Cox's Bazar	136	1.5	
1985.05.24	Chittagong	154	4.6	
1988.11.29	Khulna Coast	160	4.4	
1991.04.29	Chittagong	225	6	7.6
1991.05.31	Noakhali Coast	83	2.5	
1994.05.02	Cox's Bazar-Teknaf Coast	200-25	3.6	4.9
1966.10.26	Sundarban Coast	70	1.5	2
1997.05.19	Sitakundu	232	4.6	
1997.09.27	Sitakundu	150	3	4.6
1998.05.20	Chittagong	173	0.9	
2000.10.28	Sundarban Coast	50-60	0.6	1.2
2002.11.12	Sundarban Coast	65-85	1.5	2.1
2003.05.20	Myanmar Coast	65-85	0.9	1.5
2004.05.19	Cox's Bazar-Akyab Coast	65-90	0.6	1.2
2007.11.15	Khulna -Barisal Coast	223	4.6	6.1
2008.10.26	Khulna -Barisal Coast	-	1.5	2.1
2009.05.25	Khulna	92	2.1	2.4

Source : BMD

  : Matarbari 地点周辺に来襲した最大値

  : 「バ」 国の沿岸域に来襲した最大値

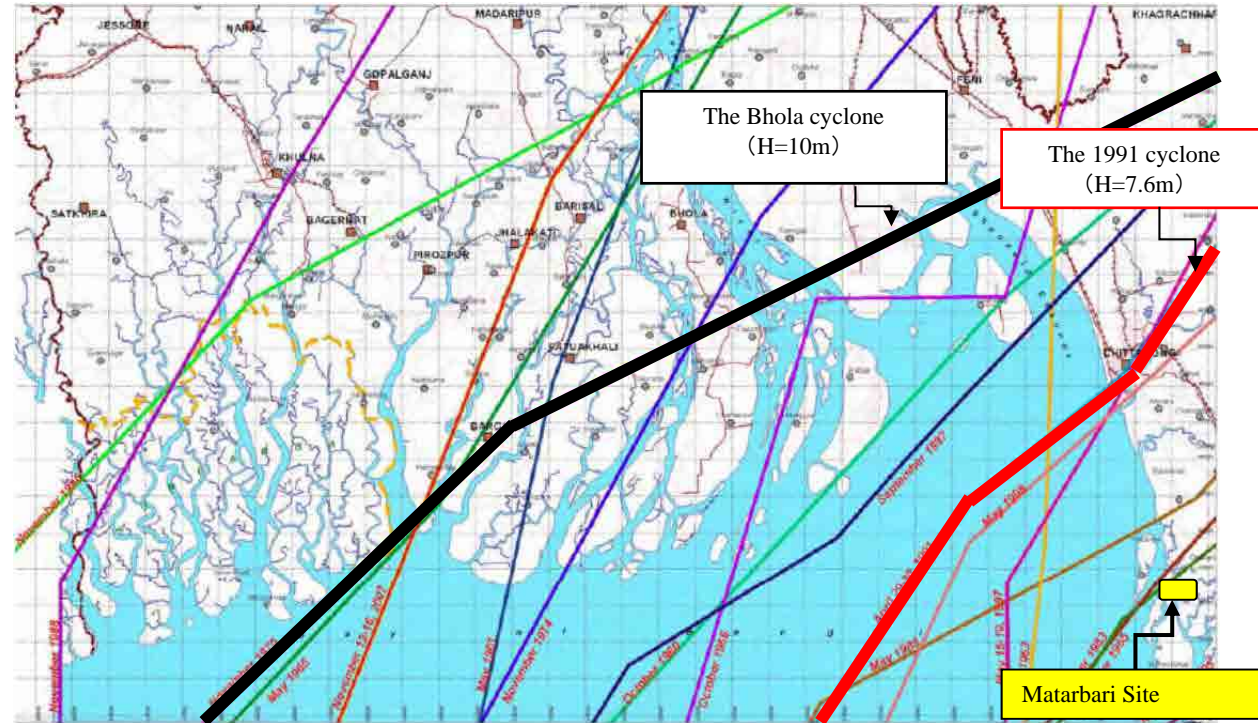


図 8.1-2 主なサイクロンの軌跡図

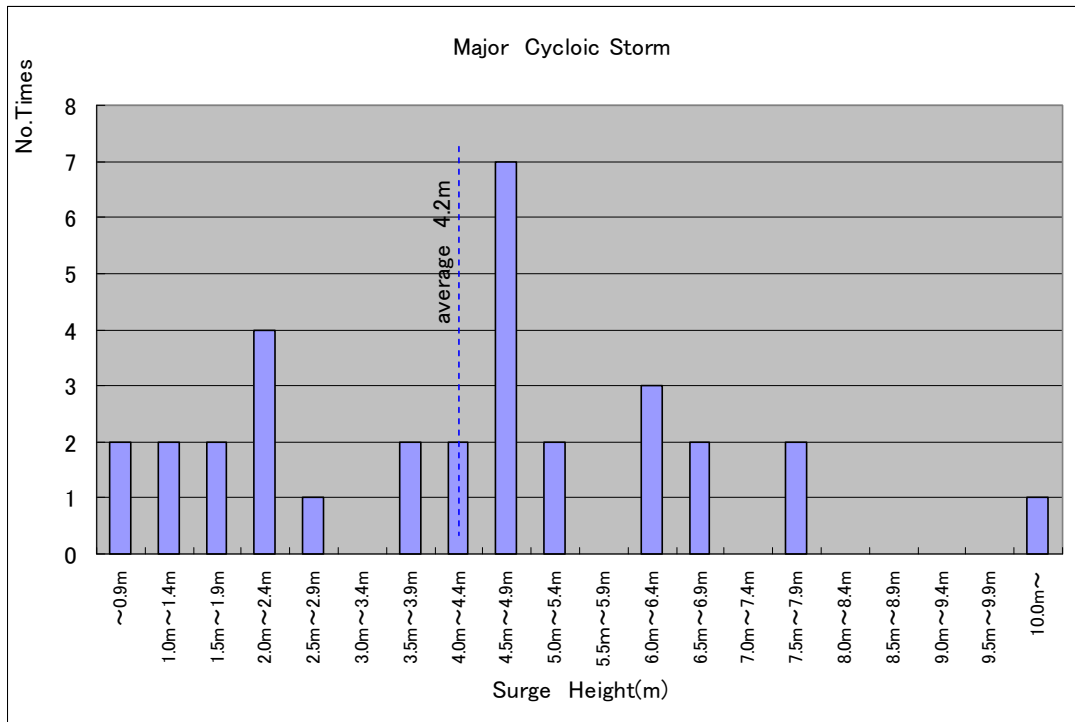


図 8.1-3 (1) 高潮の頻度分布図（最大値を採用した場合）

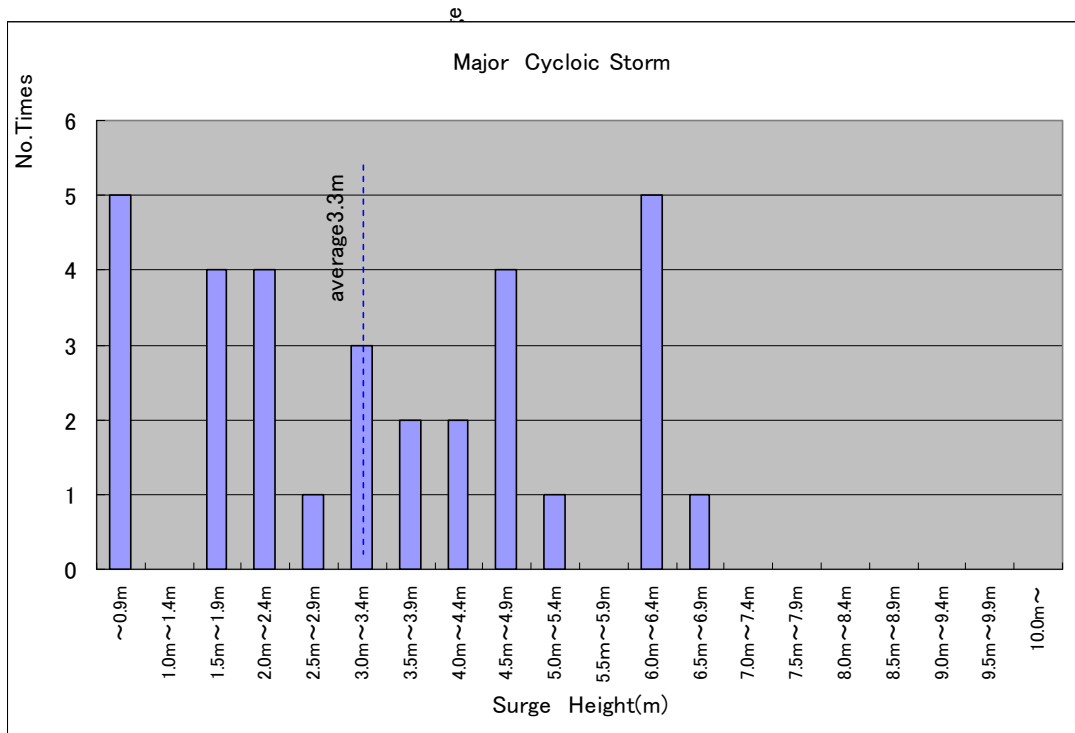


図 8.1-3 (2) 高潮の頻度分布図（最小値を採用した場合）

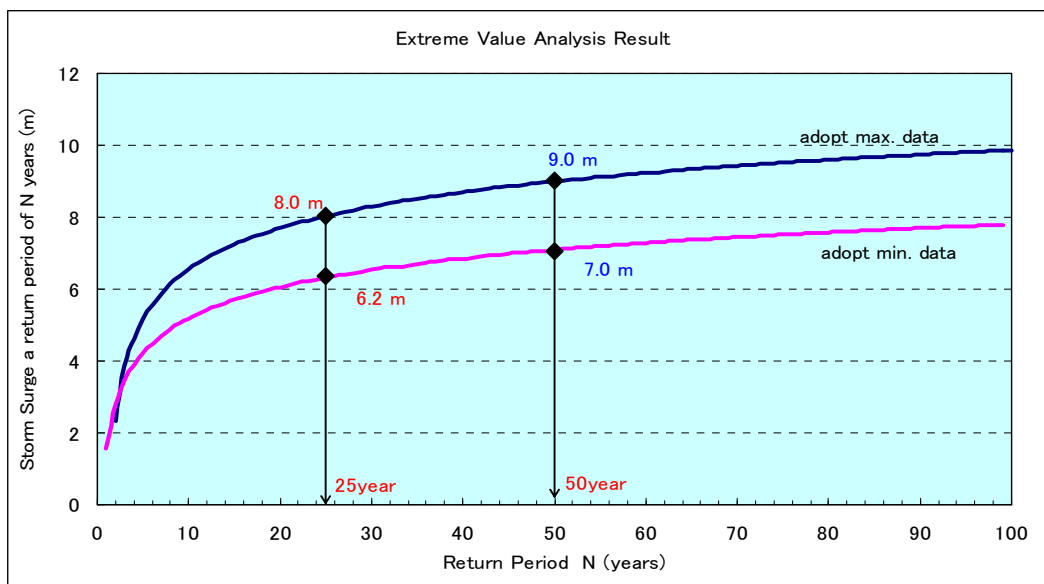


図 8.1-4 極値統計解析結果

(2) BANGLADESH NATIONAL BUILDING CODE

BANGLADESH NATIONAL BUILDING CODE によれば、洪水時や高潮時に対する構造設計の考え方、すなわち静水圧荷重の作用方法を明記している。その際、高潮については、再現期間 50 年もしくは 100 年のサイクロンが来襲することを想定しており、沿岸域での設計高潮位を算出していた。これを表 8.1-4 に抜粋する。なお、各沿岸域の名称は、図 8.1-5 にその位置、範囲を整理した。

この「バ」国基準書に基づけば、Matarbari 地点における再現期間 50 年のサイクロンの設計高潮位は 7.1m と推定される。

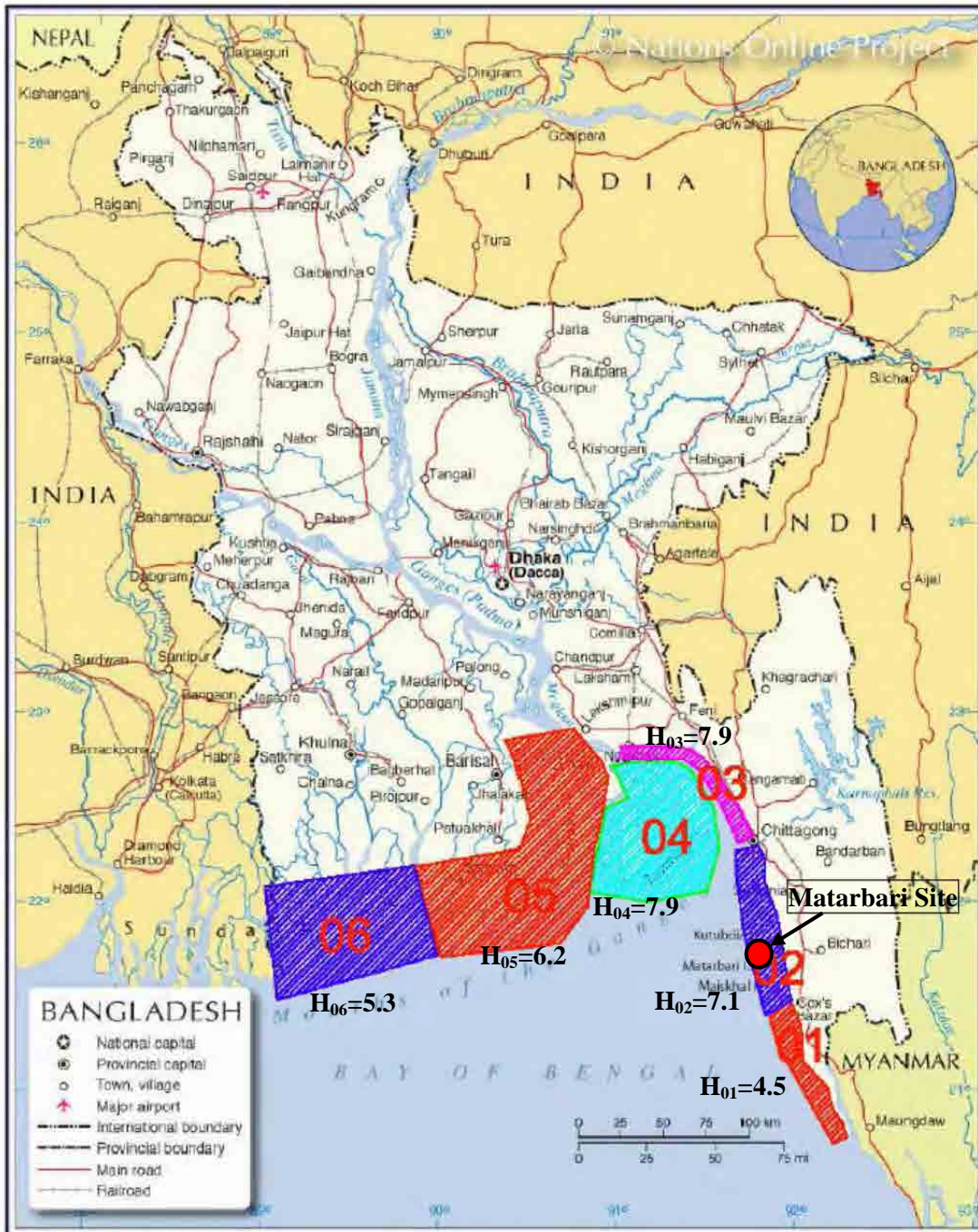
表 8.1-4 沿岸域の設計高潮

Coastal Region	Surge Height at the Sea Coast, $h_T$ (m)	
	$T=50\text{-year}^{(1)}$	$T=100\text{-year}^{(2)}$
Teknaf to Cox's Bazar	4.5	5.8
Chakaria to Anwara, and Maheshkhali-Kutubdia Islands	7.1	8.6
Chittagong to Noakhali	7.9	9.6
Sandwip, Hatiya and all islands in this region	7.9	9.6
Bhola to Barguna	6.2	7.7
Sarankhola to Shyamnagar	5.3	6.4

\* Values prepared from information obtained from Annex-D3, MCSP.

Note: (1) These values may be used in the absence of site specific data for structures other than essential facilities listed in Table 6.1.1.  
 (2) These values may be used in the absence of site specific data for essential facilities listed in Table 6.1.1





**COASTAL REGION CODE**

H: Storm Surge Height (50-year)


- 01- Teknaf to Cox's Bazar
- 02- Chokoria to Anowara and Moheshkhali-Kutubdia islands
- 03- Chittagong to Noakhali
- 04- Sandwip, Hatiya and all Islands in the region
- 05- Bhola to Borguna
- 06- Sarankhola to Shyamnagar

図 8.1-5 設計高潮の範囲区分図

### (3) Storm Surge Height

上述のとおり、Matarbari 地点における設計高潮位を整理し、これを表 8.1-5 に示す。

表 8.1-5 設計高潮

Range	25-year Return Period	50-year Return Period	Actual Result in period of near50 years	Remarks	
	Maximum	8.0 m	9.0 m	-	Statistical analysis results (Conservative Condition)
		-	-	7.6 m	Previous highest Record* (April 1991,Chittagong Patenga)
		-	7.1m	-	Standard of Bangladesh national code
	Minimum	6.2m	7.0 m	-	Statistical analysis results (Critical Condition)

\* 過去最大のサイクロン記述欄においては、1970 年 11 月に襲来した Bhola サイクロンは除外した。このサイクロンの上陸地点は Matarbari 地点から遠かったためである。（図 8.1-2 参照）

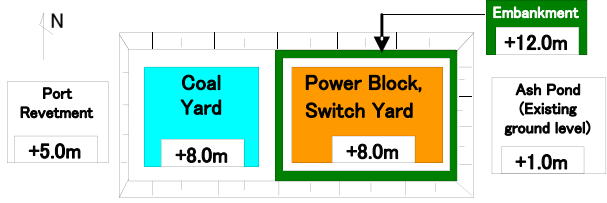
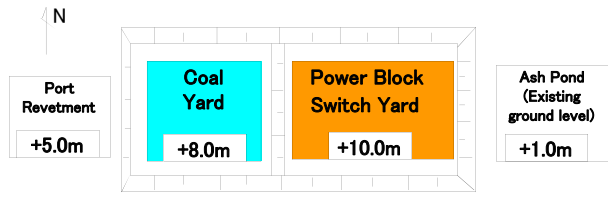
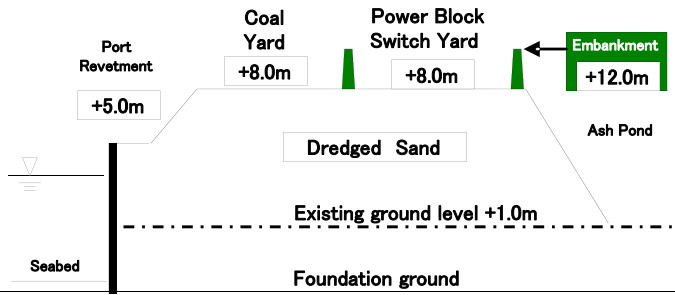
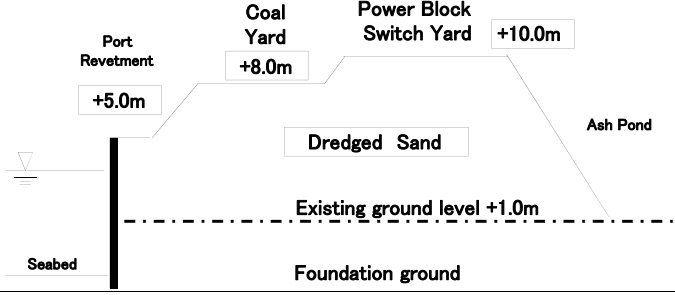
#### 8.1.3 高潮対策

調査団は、発電所敷地においての高潮対策として 2 つの案を抽出し比較を行った。これを表 8.1-6 に示す。

Original Plan は、レベル+8.0mM.S.L.まで敷地造成し、敷地全域をフラットとする案である。設計高潮位は極値統計解析による再現期間 50 年の値 9.0m を用い、レベル+12.0mM.S.L.まで対策するものである。+8.0mM.S.L.~+12.0mM.S.L.の対策工については、発電所エリア全周に土堰堤を構築するものとした。

一方、Alternative Plan は、貯炭場のレベルを+8.0mM.S.L.とし、発電所エリアはレベル+10.0mM.S.L.まで敷地造成する案である。過去来襲した最大の値 7.6m となる設計高潮位を用い、発電所エリアをレベル+10.0mM.S.L.まで盛土造成するものとした。

表 8.1-6 高潮対策工の比較検討

Plan		The Original Plan	Alternative Plan
Planning			
			
Basis of Elevation	Revetment	E.L.=+5.0mM.S.L.	E.L.=+5.0mM.S.L.
	Coal Yard	25-year return period of <b>statistical analysis</b> result E.L.= +8.0m M.S.L.	25-year return period of <b>statistical analysis</b> result E.L.= +8.0m M.S.L.
	Power Block	H.W.L + 50-year return period of <b>statistical analysis</b> result E.L.=+2.2mM.S.L +9.0mM.S.L =+11.2mM.S.L → <b>+12.0mM.S.L.</b>	H.W.L + 50-year return period of <b>Previous highest Record</b> +2.2mM.S.L +7.6mM.S.L =+9.8mM.S.L → <b>+10.0mM.S.L.</b>
	Switch Yard	H.W.L + 50-year return period of <b>statistical analysis</b> result E.L.=+2.2mM.S.L +9.0mM.S.L =+11.2mM.S.L → <b>+12.0mM.S.L.</b>	H.W.L + 50-year return period of <b>Previous highest Record</b> +2.2mM.S.L +7.6mM.S.L =+9.3mM.S.L → <b>+10.0mM.S.L.</b>
	Ash pond	Existing ground level	Existing ground level
Evaluation		<p>サイクロンが襲来した際は土堰堤の外側と内側で水位差が生じ、ボイリング（噴砂）等の不具合が起こる可能性がある。 敷地外側の水位面より敷地レベルが低いと、発電所内部地盤が不安定となる。</p>	<p>設計高潮位より発電所敷地を高くすることで、安定した浸水対策とすることができる。敷地造成は浚渫砂を流用することができる。</p>
		8-9	

#### 8.1.4 Dredging Volume Calculation

In this study, the dredging volume was calculated based on the shape of the port facility shown in Section 8.2. The soil at the site is composed of sand, silt, and clayey soil, as confirmed by the boring survey results.

- Dredging sand volume = 8,670,000 m<sup>3</sup>

This sand is planned to be used for land reclamation (refer to 8.1.5).

- Dredging silt volume = 8,971,000 m<sup>3</sup>

Silt soil is planned to be used for the outer embankment of the ash disposal area, while the remaining soil will be backfilled.

- Embankment volume = 1,310,000 m<sup>3</sup>

- Total remaining soil = 8,971,000 - 1,310,000 = 7,661,000 m<sup>3</sup>

- Backfilling thickness = 7,661,000 / 2,000,000 m<sup>2</sup> = 3.8 m

**Table 8.1-7 Dredging Volume Calculation Results**

(unit: m<sup>3</sup>)

Soil Characteristics	Dredged Sea Area	Excavated Land Area	Total
Clay (surface layer)	271,000	5,350,000	5,621,000
Sand	4,660,000	4,010,000	8,670,000
Clay (deep layer)	0	3,350,000	3,350,000
Subtotal	4,931,000	12,710,000	17,641,000

Elevation= M.S.L , Chart Datum(C.D.)= -2.6m M.S.L

Excavated Land Area: base on boring No.BH-02

Channel Area: base on boring No.BH-03

Dredging Bottom Level is including approximation 0.5m of overbreak(Bottom level=-18.0m MSL)



### 8.1.5 発電所の敷地高

発電所の敷地は、サイクロン来襲時に構内が浸水しないよう、設計高潮位より高く盛土することとした。発電所敷地造成には浚渫砂を使用して盛土する計画であることから、浚渫土量と盛土土量バランスについて検討を加えた。

#### -区画の分類

敷地の用途に応じた重要度から、2つの区域に分類した。各区域を以下に説明する。

#### -A 区画

この区画は、構内浸水等の悪影響があった場合、直接的に発電停止に及ぶことはないと考えられる設備・施設を配置する。例えば貯炭場設備のように相対的に重要度が低い設備を配置するものとし、再現期間 50 年に相当する設計高潮に耐得る盛土高さとする。すなわち、平均潮位(M.S.L.)に設計高潮を加えた敷地レベルとして設定する。

$$\begin{aligned} \bullet \text{ E.L.} &= \text{M.S.L.} + \text{設計高潮位} \\ &= +0.0\text{m M.S.L.} + 7.6\text{m} \\ &= +7.6\text{m M.S.L.} \quad \cong +8.0\text{m M.S.L.} \end{aligned}$$

#### -B 区画

この区画は、構内浸水等の悪影響があった場合、発電停止に直接的に影響を及ぼすと考えられる設備・施設を配置する。例えば発電設備や開閉所などのように発電所の中でも特に重量度の高い設備を配置するものとし、再現期間 50 年に相当する設計潮位に H.W.L.の潮位を加えた高さに耐得る盛土高さとする。

$$\begin{aligned} \bullet \text{ E.L.} &= \text{H.W.L.} + \text{設計高潮位} \\ &= +2.2\text{m M.S.L.} + 7.6\text{m} \\ &= +9.8\text{m M.S.L.} \quad \cong +10.0\text{m M.S.L.} \end{aligned}$$

上記の方針に従い、発電所敷地盛土の形状を図 8.1-6～図 8.1-8 に示すとともに、次ページ以降に浚渫土量と盛土土量のバランスの概算値を示した。

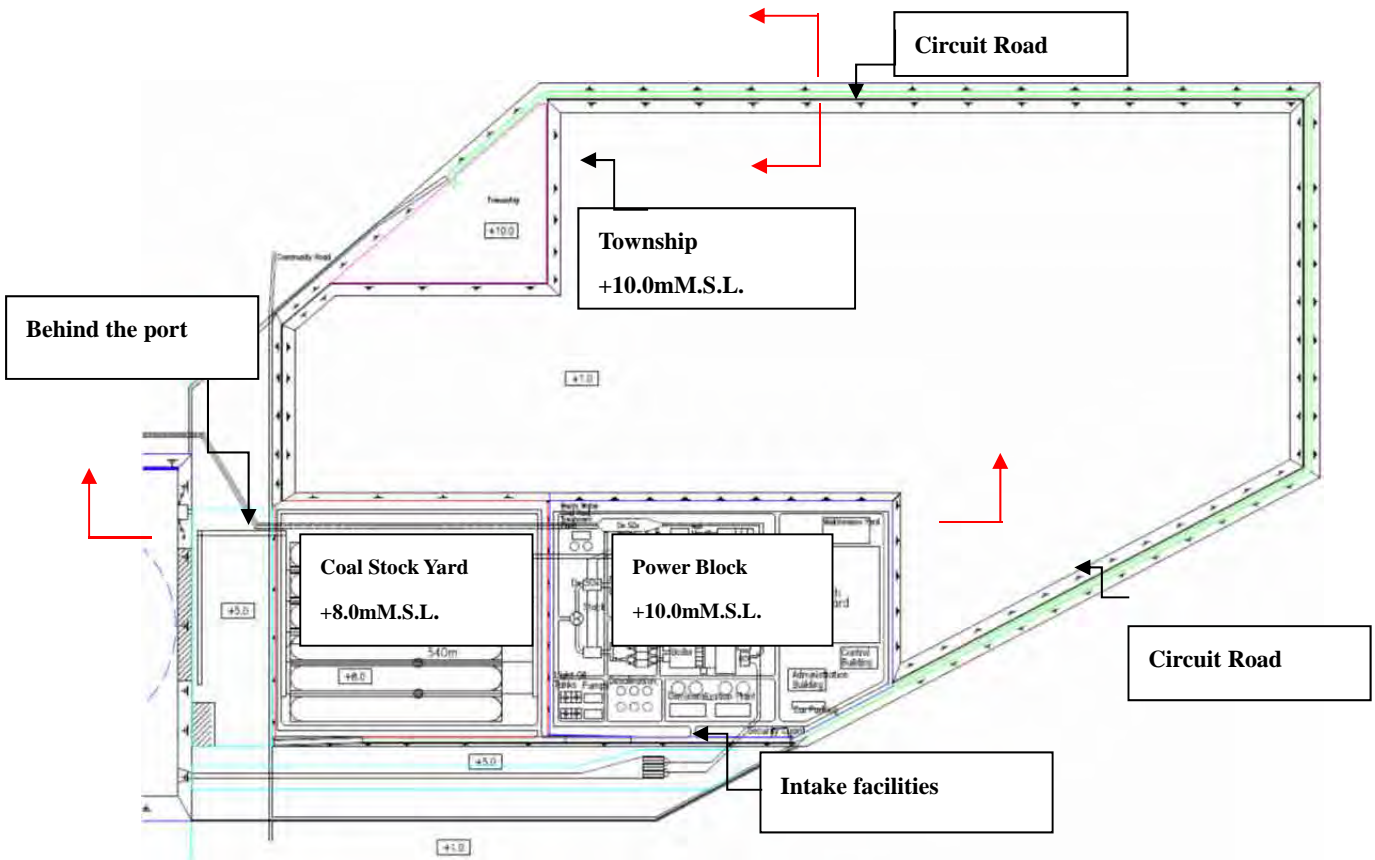


図 8.1-6 発電所敷地造成の平面図

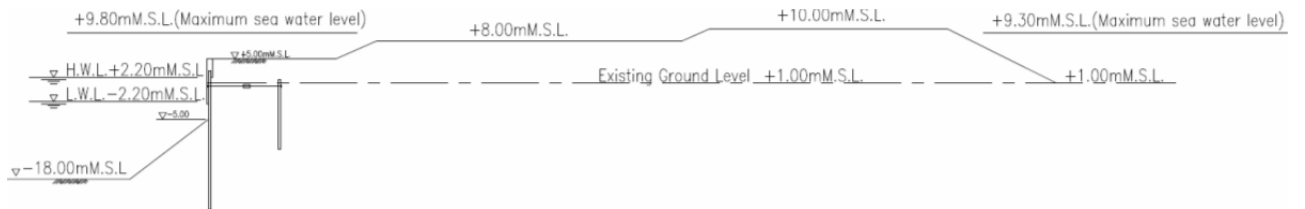


図 8.1-7 発電所敷地造成の断面図 (東西方向)

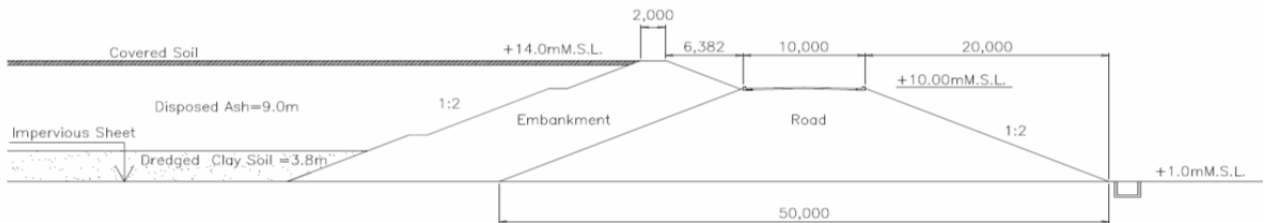


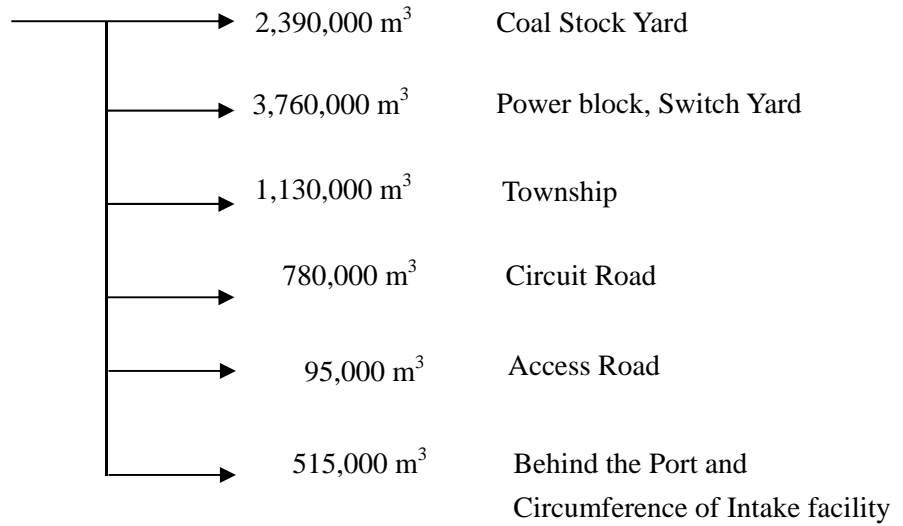
図 8.1-8 灰捨場外周の土堰堤ならびに外周道路の断面図

-浚渫土量と盛土土量のバランス結果

Amount of Dredged Sand

Amount of Filling Sand

=8,670,000 m<sup>3</sup>



## 8.2 港湾設備計画

### 8.2.1 港湾設備の計画

港湾設備は、港湾の施設の技術上の基準・同解説に基づいて設定を行った。

### 8.2.2 対象船舶の諸元

国土技術政策総合研究所 研究報告（国土交通省 国土技術政策総合研究所 March 2006）に基づき、対象船舶の諸元を表 8.2-1 のとおりに設定した。

表 8.2-1 対象船舶の諸元

Type	Class (DWT)	Length L (m)	Breadth B (m)	Draft Df (m)
Coal carrier	80,000	243	37.4	14.4

### 8.2.3 船舶航路および泊地の諸元

上記対象船舶諸元を基に、船舶航路および泊地の諸元を設定した。これを表 8.2-2 に示すとともに図 8.2-1 に港湾配置図を示す。なお、表中の Depth は Lowest Low Water Level からの水深を示す値である。一方、図中の航路水深は基準面を M.S.L で示したため、 $-15.8\text{m} - 2.2\text{m M.S.L} = -18.0\text{m M.S.L}$  とした。なお、Lowest Low Water Level =  $-2.2\text{m M.S.L}$  である。

表 8.2-2 船舶航路および泊地の諸元

Type	Channel			Mooring Basin		Berth Length (m)
	Width (m)	Length (m)	Depth (m)	Width (m)	Depth (m)	
Coal carrier	250 (1 L)	1200 (5 L)	15.8 (1.1 Df)	500 (2 L)	15.8 (1.1 Df)	600(*)

\* : Coal vessel 80,000DWT×1 (length300m)、oil vessel 5,000DWT×1 (length150m), include a separation distance of 50m

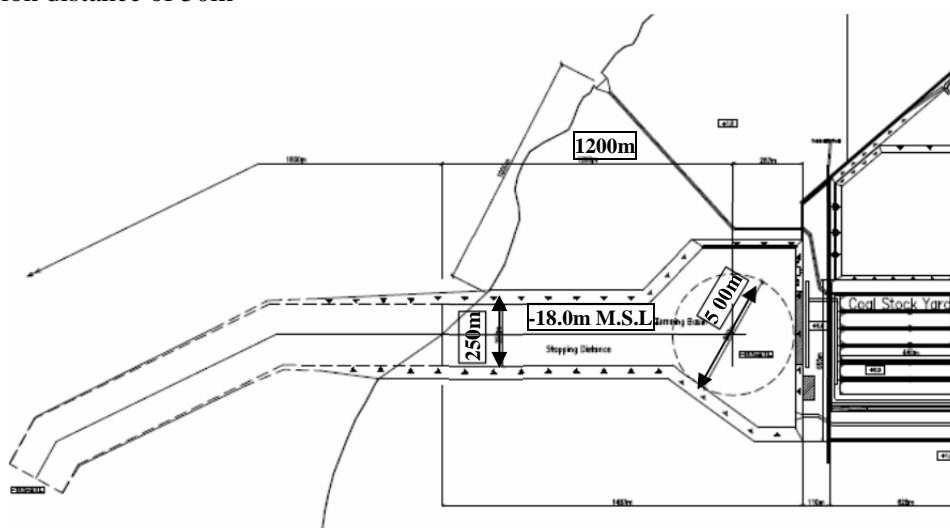


図 8.2-1 港湾配置図（Excavated Port）

## 8.2.4 港湾レイアウトの比較検討

### (1) 港湾レイアウト案

本検討では、事業候補地の地理的特徴や波浪条件等を考慮して港湾レイアウトの比較検討を行った。検討に用いた航路および泊地の諸元は、4.3.3 港湾施設計画の条件と同様であり、下記に示すとおりである。

- ・ 港湾施設は、石炭船の荷役作業のための入出港に使用され、水深-15m 以深とする。
- ・ 船舶航路は幅 250m、泊地中心から延長 1200m の直線航路を確保する。
- ・ 当該海域の主波向きは S～SW であり、防波堤はこの波向きに対し、船舶航路や泊地が波浪から遮蔽されるよう配置する。

この方針のもと、港湾レイアウト案を次に示す。

#### ➤ Plan A: Conventional Port Type

港湾施設は海域に配置し、港湾施設に対し波浪を遮蔽するため、防波堤を建設する。配置図を図 8.2-2 に示す。

#### ➤ Plan B: Excavated Port Type

陸域を浚渫して掘込み、港湾施設を内陸に配置する案。内陸型となることで船舶航行および停泊のための静穏性が確保できる。配置図を図 8.2-3 に示す。

### (2) 港湾形状の選定

本検討の比較表を表 8.2-3 に示す。経済性から、Plan B :Excavated Port Type を選定した。

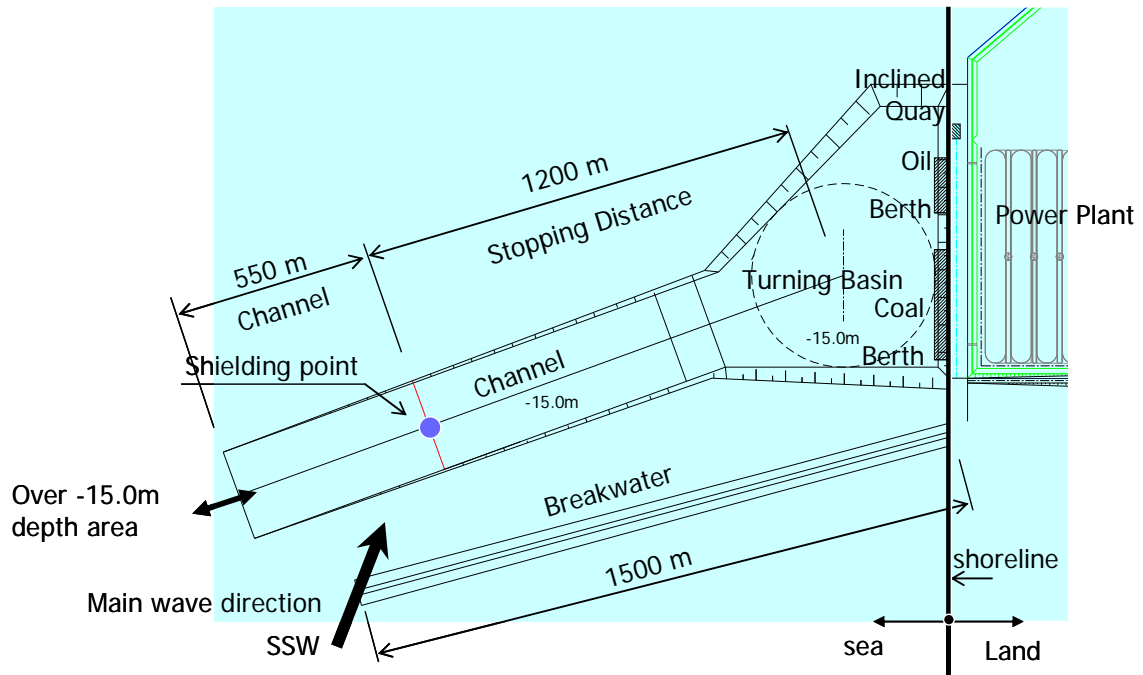


図 8.2-2 Plan A: 配置図 (Conventional Port Type)

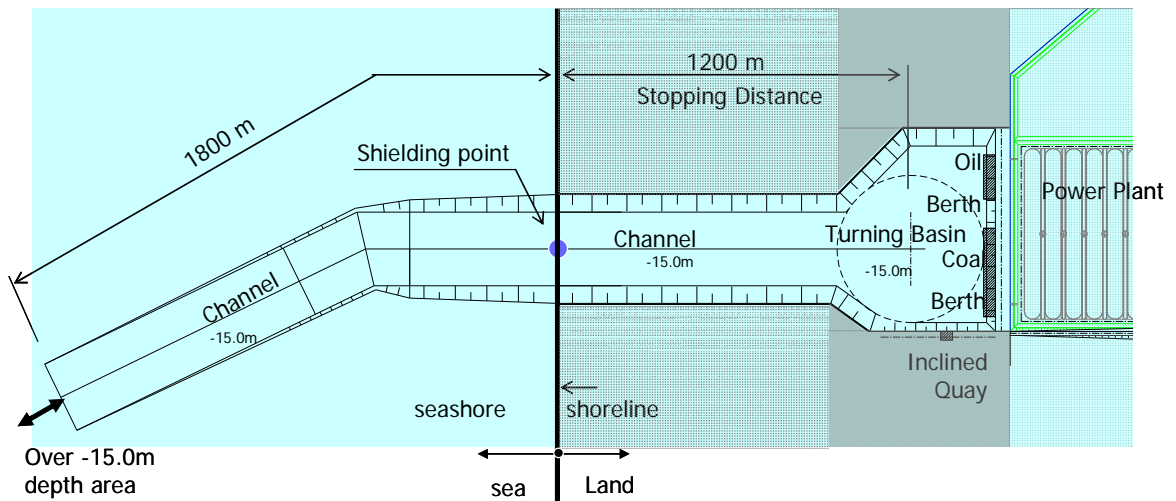
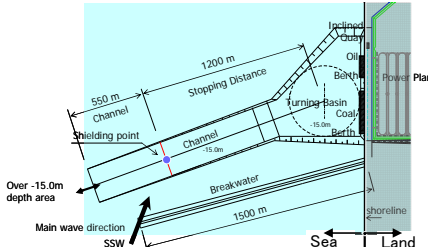
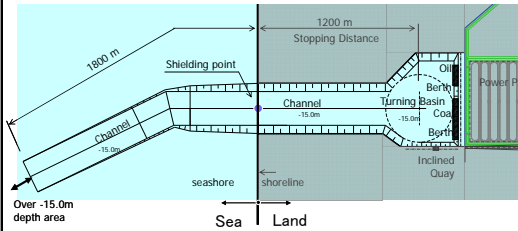


図 8.2-3 Plan B: 配置図 (Excavated Port Type)

表 8.2-3 港湾形状の比較検討結果

Plan		Conventional Port Type	Excavated Port Type
Plan			
Comparison of relative costs	Initial cost	<p>Breakwater Work → 0.43</p> <p>Dredging Work for Channel, Turning Basin, Port → 0.43</p> <p>Berth Work for Coal Berth, Oil Berth, Revetment, Inclined Quay → 0.13</p> <p>Subtotal <b>0.99</b></p>	<p>Purchasing Land Cost → 0.004</p> <p>Discharge Tunnel (Difference Cost) → 0.03</p> <p>Dredging Work for Channel, Turning Basin, Port → 0.53</p> <p>Berth Work for Coal Berth, Oil Berth, Revetment, Inclined Quay → 0.13</p> <p>Subtotal <b>0.69</b></p>
	Maintenance cost	Maintenance Dredging Work for Channel, Turning Basin, Port → <b>0.59</b>	Maintenance Dredging Work for Channel, Turning Basin, Port → <b>0.29</b>
	Total cost	<b>High costs</b> Total <b>1.6</b>	<b>Low costs</b> Total <b>1.0</b>
Merits and demerits		<p>× Conventional Port Type is relatively expensive . The breakwater cost is high.</p>	<p>○ There are cost benefits. The dredging work in the excavated land area is not directly affected by ocean waves. Although there is a more dredged soil than the Conventional Port Type, the unit cost can be cut</p>
		<p>× The breakwater obstructs tidal flows. Necessity of continual maintenance dredging for channel and</p>	<p>△ Periodical dredging is needed but the amount is less than the Conventional Port Type.</p>
		<p>△ There will be small quantities of surplus soil.</p>	<p>× There will be large quantities of surplus soil.</p>

○ : merit, × : demerit

Maintenance Cost is about 25years working expenditure.

## 8.2.5 維持浚渫

### (1) 漂砂シミュレーションの結果

本項は、漂砂シミュレーション結果に基づいて、維持浚渫の必要性について検討を行った。

海域における漂砂は沿岸流、潮流ならびに河川からの土砂流入を要因として作用すると考えられる。流れの速度が小さい海域では浮遊土砂が堆積し、速度が大きい海域では堆積土砂の浸食が作用する。4.5.2 節において漂砂シミュレーションの詳細検討結果を示した。この結果を用いて、維持浚渫の必要性について検討した。

図 8.2-4 ならびに図 8.2-5 に漂砂シミュレーションの結果図を示す。

これをみると、船舶航路の一部範囲で堆積土砂が認められ、維持浚渫が必要となることがわかった。

### (2) 維持浚渫土量の推算

漂砂シミュレーション結果に基づき、維持浚渫土量の総量は年間約 360,000m<sup>3</sup> と推定した。計算過程を以下に示す。

-潮位の変動に関する入力条件：10 潮分（おおよそ 5 日間）

-潮位流速の入力条件：上げ潮 1.45m/sec、下げ潮 1.20m/sec

-漂砂による堆積範囲：250m×600m（シミュレーション結果図より）

-堆積厚：30cm（シミュレーション結果図より）

シミュレーションにおいて潮位の変動条件は、5 日間としたが、これを年間相当に換算するため、総量に対し 73 (=365/5) を乗じた。また、当該海域の平均潮流流速は 0.3m/sec ～ 0.5m/sec であるが、解析入力条件は保守的に 1.45m/sec としたため、速度の比に応じて  $0.5/1.45 \approx 1/3$  とし、エネルギーは速度の 2 乗に比例するからこれを二乗した。

よって、

$$V = (250 \times 600) \times 0.30 \times 365 / 5 \times (1/3)^2 = 365,000 \text{ m}^3$$

今後詳細な維持浚渫計画を行うにあたってはいくつかの留意点がある。

本検討では、上記のように潮流流速、浮遊砂量などを入力条件として漂砂シミュレーションを行い、維持浚渫量を推算した。しかし、現段階ではこれら入力条件は最終的に設定されたものではなく、概算値であることに注意が必要である。

すなわち、今後次ステージにおいて、詳細な現地調査などを行い、入力条件を新たに設定することになるが、その際本検討結果と相違が生じることが考えられる。維持浚渫土量の増加に伴っては、潜堤などの海洋構造物によって対策が図られると想定するが、設計にあっては十分環境に配慮するよう留意することが大切である。



(3) 堆積砂の土質性状

本準備調査では、Matarbari 地点において底質の土砂サンプルを採取し調査を実施した。サンプル採取点は、図 8.2-6 に示すように航路付近の 4 地点である。これら底質の粒径は、表 8.2-4 に示すように、ほとんどが 75 $\mu\text{m}$  以上の粒径であることから、底質土は砂質土として分類される。

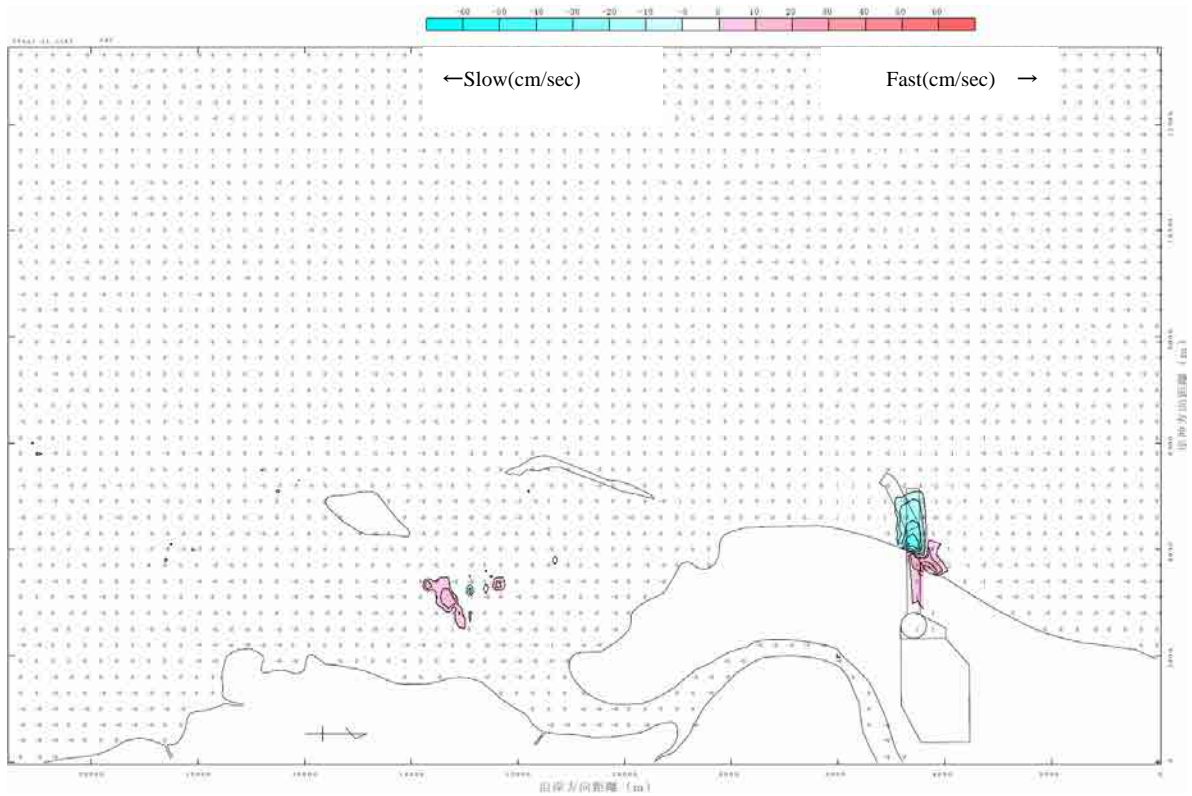


図 8.2-4 シミュレーション結果による流速変化分布図

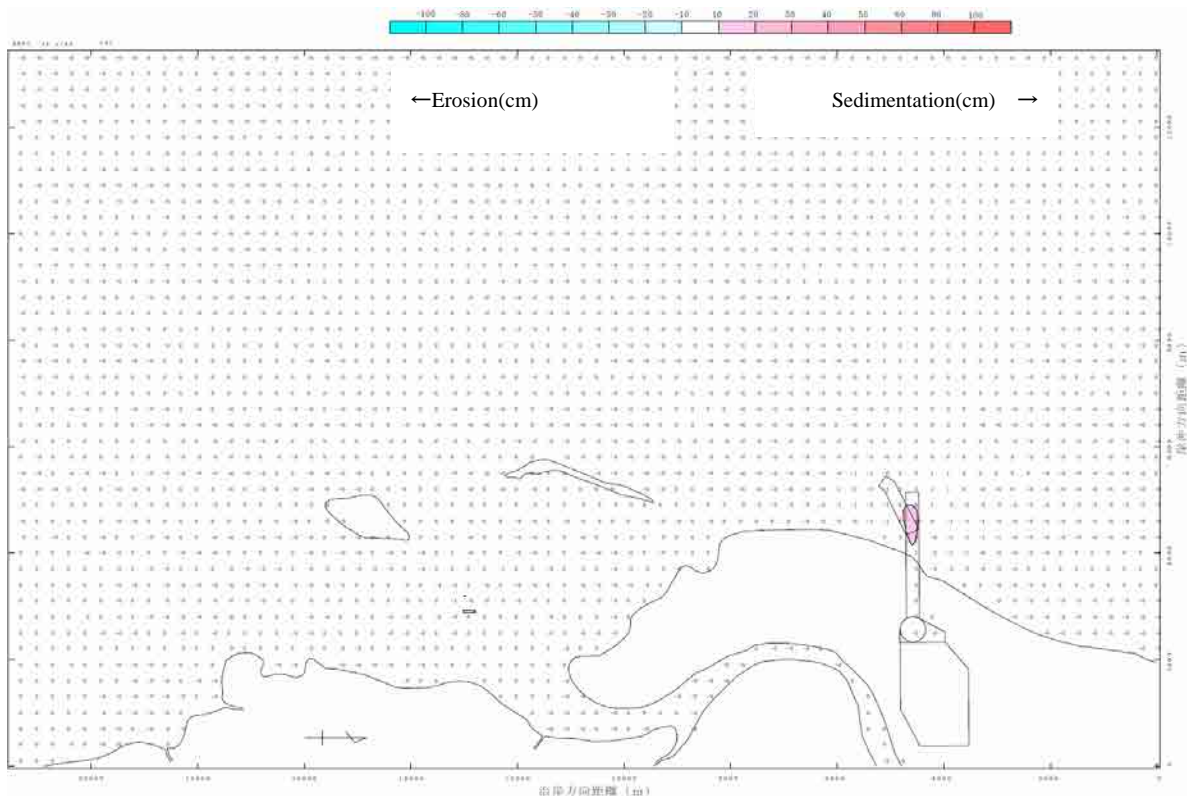


図 8.2-5 シミュレーション結果による海底地形変化図

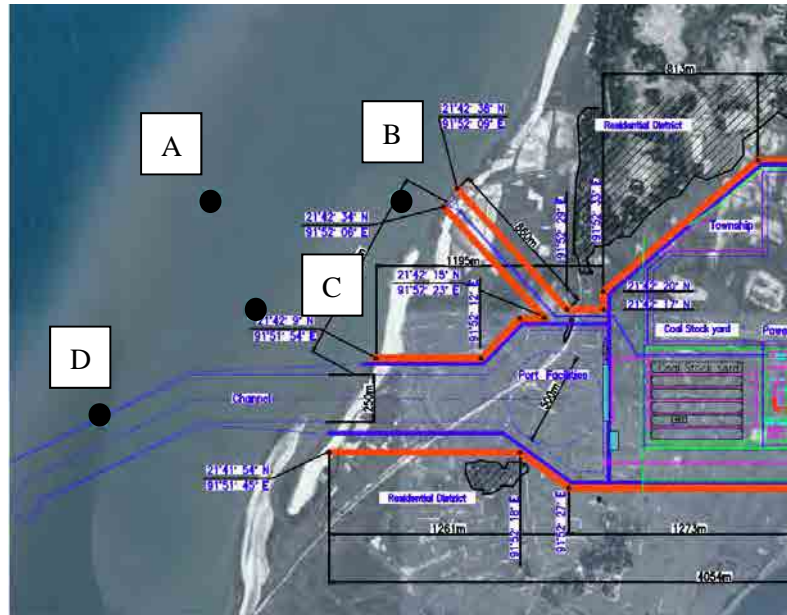


図 8.2-6 底質調査のサンプル採取地点

表 8.2-4 底質土の粒径分布

(percentage)

Area	Sand (0.075mm~)	Silt (0.075mm~0.005mm)	Clay (~0.005mm)
A	100	0	
B	98	2	
C	98	2	
D	2	82	

## 8.2.6 概略検討

### (1) 海域静穏度の検討

4.3 節では、掘込み港湾形状 A-2 案に対し、航路、泊地およびバースの静穏度検討を行っており、各海域で静穏度が確保されていることを確認した。

### (2) 漂砂シミュレーション

4.3.2 節では、掘込み港湾形状 A-2 案に対し、漂砂シミュレーションを行っており、発電所計画地の海岸線ならびに砂州では地形変化がない結果となった。このため環境への影響はないものとする。

### (3) 港湾設備の概略検討

#### 1) 概要

港湾設備全体の概要図を図 8.2-7 に示す。

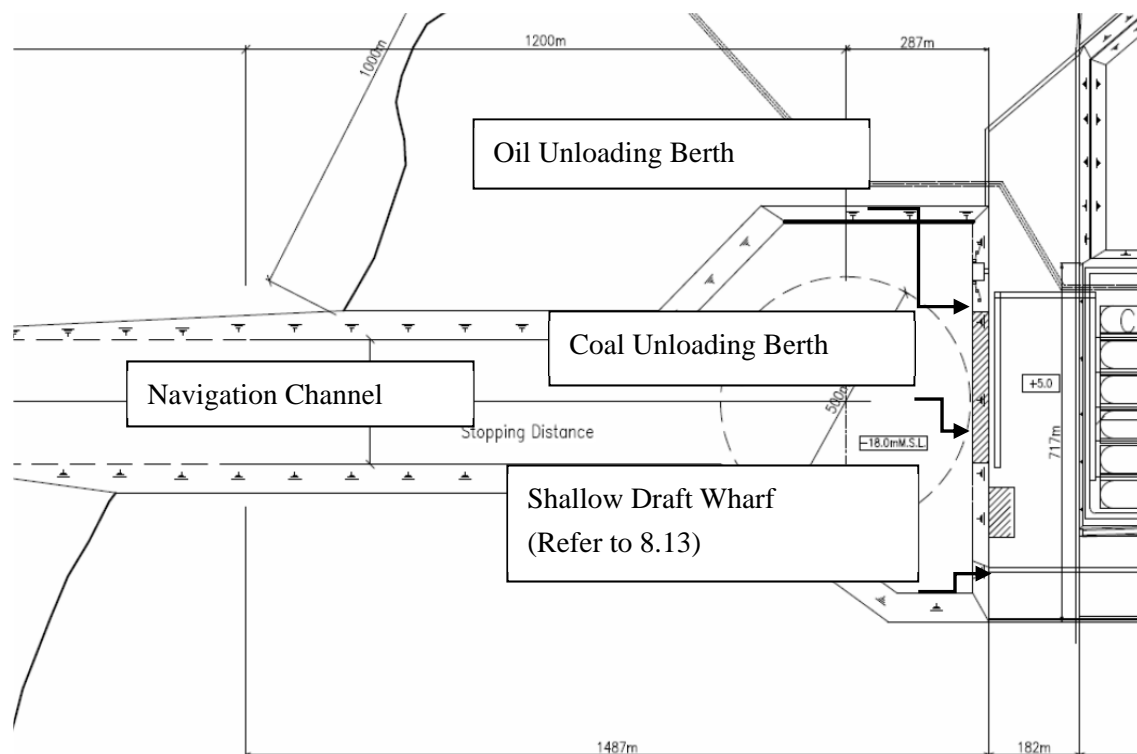


図 8.2-7 港湾設備の概要図

なお、以降に示す各港湾設備については、今後 BANGLADESH NATIONAL BUILDING CODE 等に準拠し、耐震設計を行う必要がある。

#### 2) 船舶航路

船舶航路の形状は、最も経済性がよいオープン浚渫形式とする。

浚渫法面は、すべり、崩壊を防ぐために張石等の対策工を施すこととする。

船舶航路の標準断面図を図 8.2-8 に示す。

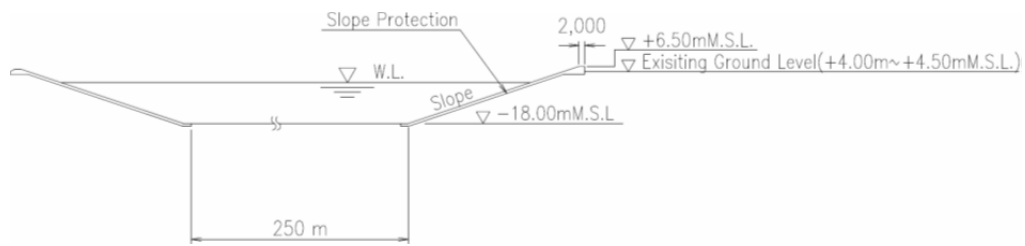


図 8.2-8 航路 (標準断面)

3) 石炭棧橋ならびに燃料油棧橋

石炭棧橋ならびに燃料油棧橋は、掘込み港湾内に配置するものとした。その構造仕様の例を図 8.2-9 に示す。

石炭荷役設備の形式は、大型船舶による牽引力、防衝工力を考慮し、鋼管杭による横棧橋形式として計画した。

棧橋の天端高については、既往発電所の事例をもとに E.L.+5.0m M.S.L.として設定した。その際、水位にかかわらず防舷材が 80,000 DWT 大型石炭船の所定位置になるよう留意が必要である。また、上部工の下面や飛沫帯の鋼管杭の保守点検が H.W.L.時にでも十分できるよう、水位面より概ね 2.0m の高さを確保した。

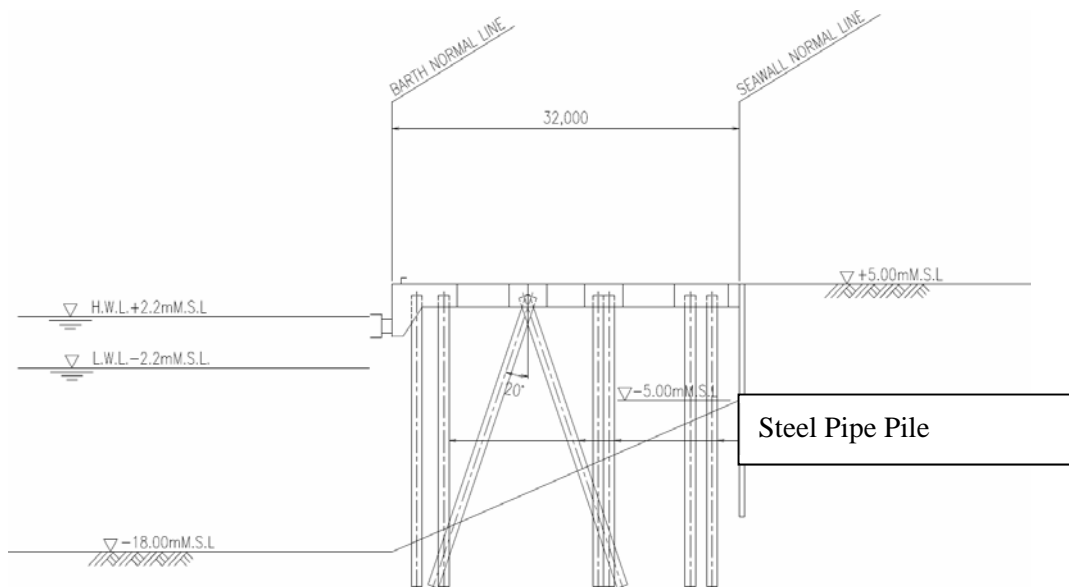


図 8.2-9 石炭横棧橋 (標準断面図)

4) 護岸

前面水深が深い護岸の場合は、一般的には重力式岸壁形式または鋼矢板護岸形式が考えられる。

本検討では、護岸前面の海底法面を図 8.2-10 に示すように浚渫することで、前面鋼矢板の受働土圧抵抗を期待することとし、経済的に優位である鋼矢板式護岸で計画した。

護岸の標準断面図の例を図 8.2-10 に示す。

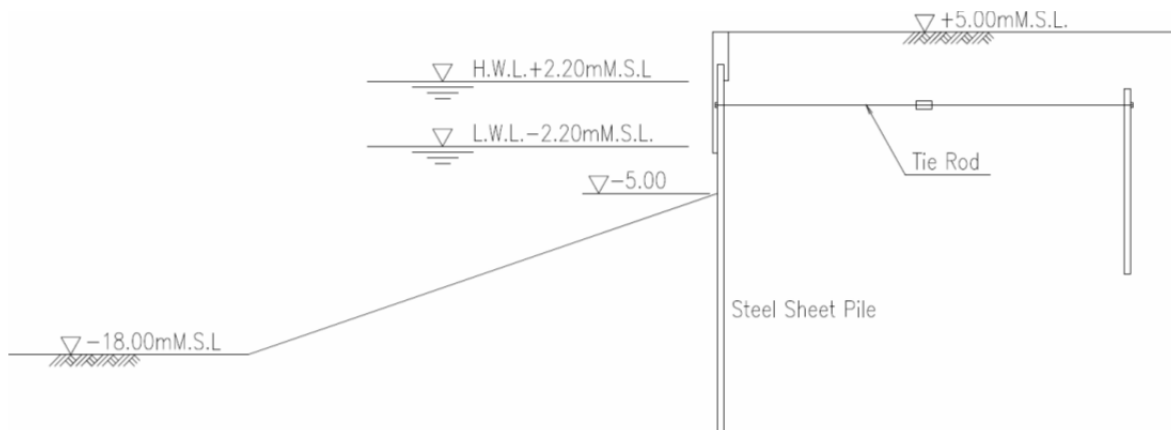


図 8.2-10 鋼矢板式護岸（標準断面図）

### 8.2.7 浚渫工事の検討

#### (1) 浚渫土量

浚渫工事を計画するにあつては、浚渫する総土量および土質性状を知ることが大切となる。浚渫総土量ならびに土質性状は、当該地点のボーリング調査結果に基づき、表 8.1.7 に整理されている。主な土質性状をまとめると、船舶航路では砂質土が主に浚渫され、陸域ではシルト・粘性土質土が主に浚渫される。

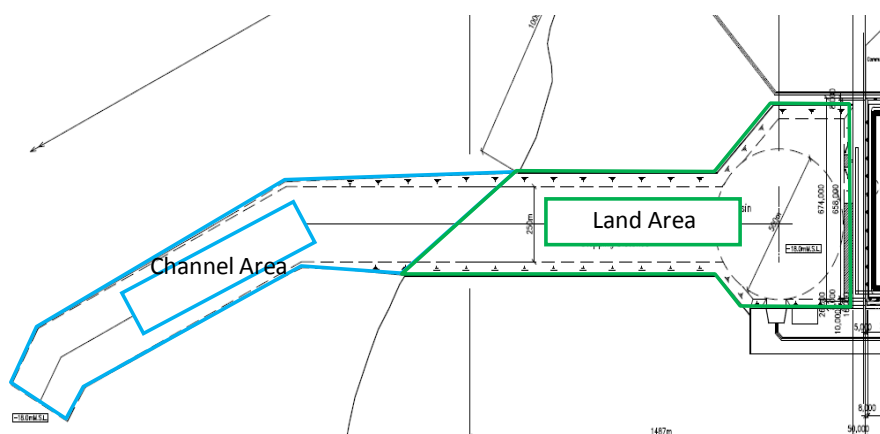


図 8.2-11 浚渫範囲図

#### (2) 浚渫方法の基本方針

浚渫方法の基本方針を設定するにあたり、下記条件を考慮した。

##### 1) 海象条件

浚渫工事は、外洋に面した厳しい海象条件のもと実施されるため、浚渫船・設備の選定の他工事全般、海象条件に依存するものとする。

2) 気象条件

当該地点はサイクロンの多発地帯であり、発生は年2回のシーズンがあると考えられる。サイクロンが来襲すると、高潮の発生、また厳しい波浪条件となり、周囲全域が海水で覆われるなどして工事工程への影響が懸念される。

3) 地盤条件

前述のように、船舶航路では主に砂質土層が浚渫され、陸域では主にシルト・粘性土質土が浚渫される。

4) 浚渫土砂の利用方法

浚渫土の利用価値を高めるため、浚渫はそれぞれのエリアに分けてなるべく浚渫土を分級することとした。

表 8.2-5 浚渫方法

Area	Layer	Dredging Method
Channel Area	Clay-1	A. Grab Dredger + Split Barge + Cutter Suction Dredger + Discharge Pipe Line
	Sand	
Land Area	Clay-1	B. Excavator + Dump Truck
	Sand	C. Cutter Suction Dredger + Discharge Pipe Line
	Clay-2	

エリアごとの浚渫方法を表 8.2-6、図 8.2-12 ならびに図 8.2-13 に示した。

表 8.2-6 浚渫方法の概要

Dredging Method	Brief Explanation
A. Grab Dredger + Split Barge + Cutter Suction Dredger + Discharge Pipe Line	1) グラブ浚渫船とスピリットバarge船とのコンビネーションで航路範囲を浚渫する。 2) 浚渫した土砂は、海岸線付近に設けるピットに排砂する。ピットはあらかじめ航路浚渫前に海底を浚渫しておく。 3) ピット内の土砂は、カッターサクシオンでさらに浚渫し、排砂管で陸域の余水吐に排砂する。
B. Excavator + Dump Truck	Bエリアはあらかじめバックホーとダンプで陸工事として表層を掘削する。
C. Cutter Suction Dredger + Discharge Pipe Line	1) B方法である程度表層を掘削した後は、カッターサクシオンを進水させ陸域全体をさらに浚渫する。 2) 浚渫土を砂質土とシルト・粘性土質土に分級するために、浚渫は各土層ごとに行う。 3) 余水吐では、土質性状ごと分けて仮置きする。

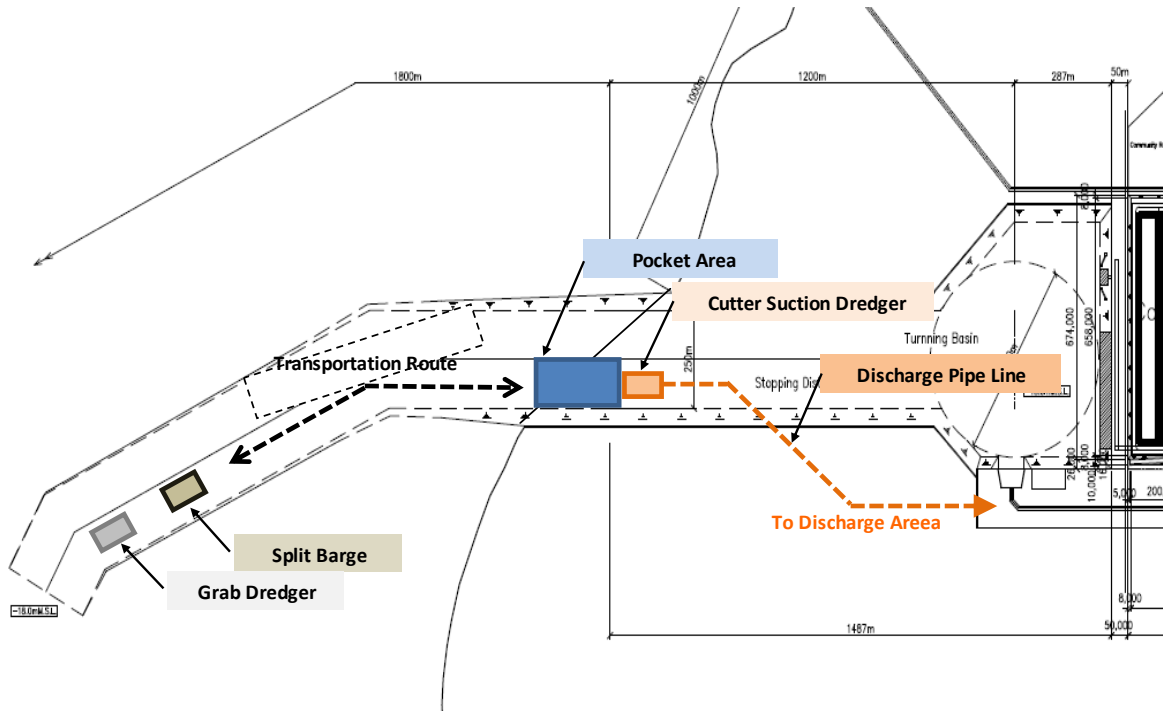


図 8.2-12 浚渫方法 A（航路浚渫）

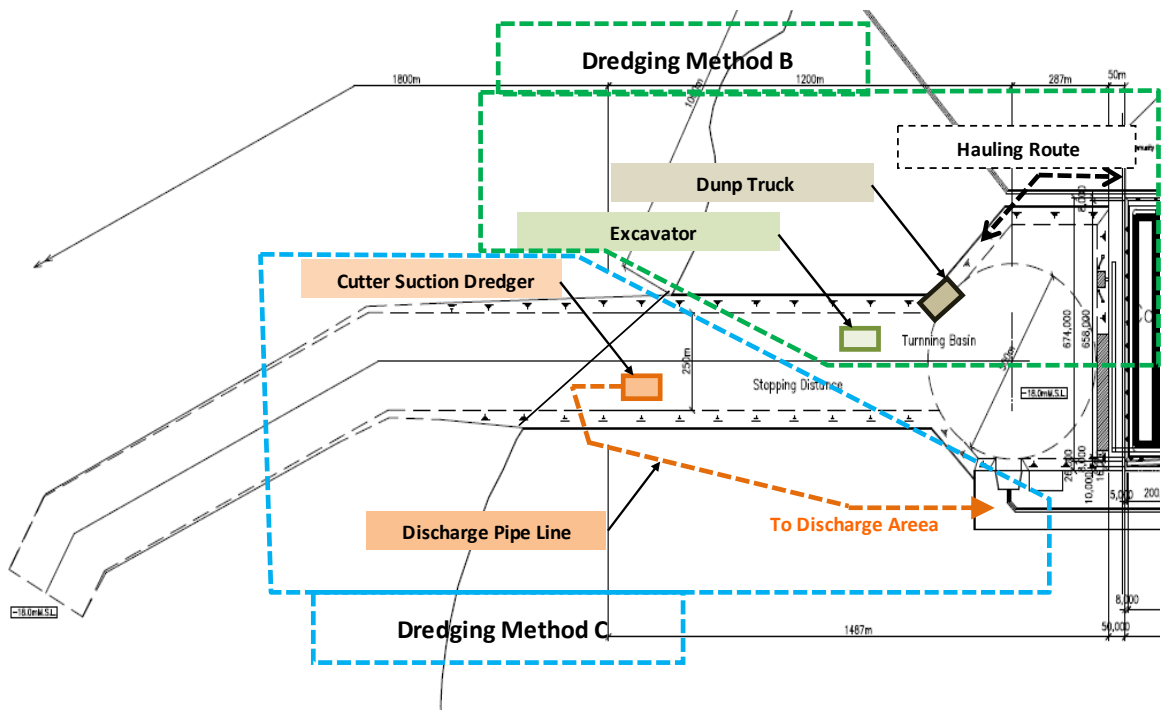


図 8.2-13 浚渫方法 B および C（陸域浚渫）



(3) 浚渫能力

1) 浚渫船の就業時間

既往の文献(京都大学)によれば、サイクロンが襲来する時期は5月頃の前半部と、10月～12月頃の後半部に分けられる。工事計画を立てるにあたり、これらサイクロンが頻発する時期は、浚渫工事が出来ないものと考え、就業時間(R0)を次のように低減した。

$$R_0 = (12-4) / 12 = 0.67$$

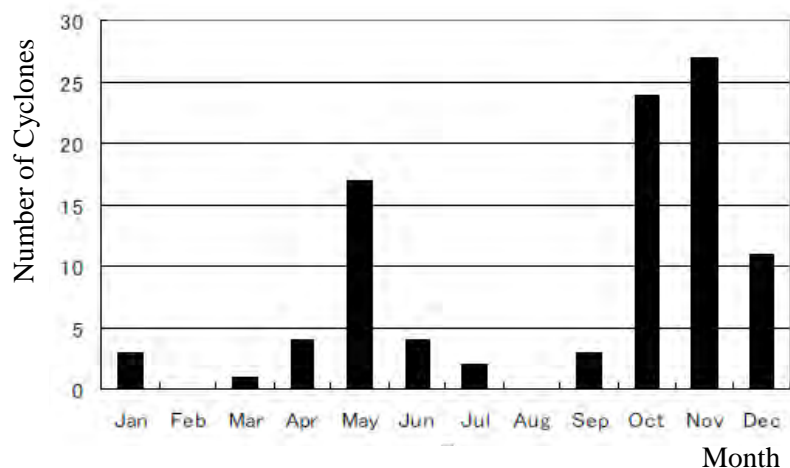


図 8.2-14 「バ」国に襲来するサイクロンの数(1977年～2007年)

2) 浚渫方法 A

浚渫船の能力

水深	<	20	m	}	Grab Dredger 23 m <sup>3</sup> Class
浚渫する層厚	>	4	m		
浚渫土量	>	90,000	m <sup>3</sup>		

浚渫能力

$$\begin{aligned}
 Q &= q \times E1 \times E2 \times E3 \times T \\
 &= 527.9 \times 0.85 \times 0.80 \times ((1.00 - 0.02 \times (18 - 15))) \times 18 \\
 &= 6,074 \text{ m}^3/\text{day}
 \end{aligned}$$

浚渫工事期間

$$\begin{aligned}
 N &= 4,931,000 / 6,074 / 0.67 / 25 = 28.3 \text{ months} / 1 \text{ grab dredger fleet} \\
 &= 8.1 \text{ months} / 6 \text{ grab dredger fleet}
 \end{aligned}$$

カッターサクシオンによる浚渫 (2 unit x D 8000 PS Class)

$$\begin{aligned}
 Q &= q \times E1 \times E2 \times E3 \times E4 \times E5 \times E6 \times T \\
 &= 2 \times 956 \times 1.0 \times 1.0 \times 1.0 \times 1.0 \times 0.9 \times 1.0 \times 18 \\
 &= 30,974 \text{ m}^3/\text{day} > 4 \times 23\text{m}^3 \text{ Class Grab Dredger}
 \end{aligned}$$

<b>Dredging Method A</b>		
Grab Dredger	4 x 23m <sup>3</sup> Class	8 months
Cutter Suction Dredger	2 x D 8,000 Class	8 months

3) 浚渫方法 B

バックホーとダンプの仕様

Excavator	3.0	m <sup>3</sup>	Class
Dump Truck	40.0	ton	Class

浚渫能力

$$\begin{aligned}
 Q &= q \times T \\
 &= 288.0 \times 8 \\
 &= 2,304 \text{ m}^3/\text{day}
 \end{aligned}$$

浚渫工事期間

$$N = 5,350,000 / 2,304 / 0.67 / 25 / 15 = 9.2 \text{ months} / 15 \times 3.0\text{m}^3 \text{ Class Excavator}$$

<b>Dredging Method B</b>		
Excavator	15 x 3.0m <sup>3</sup> Class	9.2 months

4) 浚渫方法 C

浚渫船の能力

Discharge Distance	<	3 km	} Cutter Suction Dredger D 8,000 PS Class x 2 uni
N Value of Sand Layer	<	40	
N Value of Clay-2 Layer	<	15	

浚渫能力 (砂質土)

$$Q = q \times E1 \times E2 \times E3 \times E4 \times E5 \times E6 \times T$$

$$= 576 \times 1.0 \times 1.0 \times 1.0 \times 1.0 \times 0.9 \times 1.0 \times 18$$

$$= 9,331 \text{ m}^3/\text{day}$$

浚渫能力 (シルト・粘性土)

$$Q = q \times E1 \times E2 \times E3 \times E4 \times E5 \times E6 \times T$$

$$= 950 \times 1.0 \times 1.0 \times 1.0 \times 1.0 \times 0.9 \times 1.0 \times 18$$

$$= 15,390 \text{ m}^3/\text{day}$$

浚渫工事期間 (砂質土)

$$N = 4,010,000 / 9,331 / 0.67 / 25 / 2 = 12.8 \text{ months} / 2 \text{ cutter suction dredger}$$

浚渫工事期間 (シルト・粘性土)

$$N = 3,350,000 / 15,390 / 0.67 / 25 / 2 = 6.5 \text{ months} / 2 \text{ cutter suction dredger}$$

Dredging Method C		
Cutter Suction Dredger	2 x D 8,000 Class	12.8 + 6.5 = 19.3 months

5) 浚渫工事工程

Dredging Method	1st Year				2nd Year				3rd Year				Remark
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
Pre-Work	[Blue bar]												
A	[Yellow bar]												2,885,000 m <sup>3</sup>
B	[Grey bar]												5,350,000 m <sup>3</sup>
C (Sand)					[Yellow bar]								4,010,000 m <sup>3</sup>
C (Clay)									[Grey bar]				3,350,000 m <sup>3</sup>

Note: In the period of Pre-work, pocket area and cutter suction dredger area shall be formed.

Legend : [Yellow] Sand [Grey] Clay

図 8.2-15 浚渫工事工程

## 8.2.8 浚渫・敷地造成工事に係る施工手順

本項では、浚渫と敷地造成工事の施工手順を検討した。

検討にあたっては、工期短縮を主眼に、前提条件に基づき契約締結から発電所建屋の杭打設開始までのクリティカルパスを設定した。

### (1) 前提条件

本検討にあたり、主工事となる港湾・航路の浚渫工事、発電所エリアの敷地造成工事と基礎地盤の改良工事について、以下の仮定条件を設定した。

- ・ 浚渫土は、浚渫過程で砂質分とシルト/粘土質分に分級して陸揚げする。
- ・ 敷地造成に使用する盛土材は、浚渫された砂質土（浚渫砂）を流用する。
- ・ 浚渫砂は、発電所の敷地造成エリア近傍に仮置きする。
- ・ 浚渫砂は、前項の浚渫計画に基づく海側浚渫工によって工事当初段階から得られるものとする。
- ・ 土工に係る施工の要領としては、十分な建設機械を投入して施工できるものとする。

### (2) 浚渫・敷地造成工事に係るクリティカルパス工程

工期短縮を主眼とし、本プロジェクトの契約締結から発電所建屋の杭打設開始までの浚渫・敷地造成工事に係る施工手順（クリティカルパス）を順番に示す。

- a. 契約締結と業務開始
- b. 詳細設計
- c. 準備工
  - ・ 測量
  - ・ 浚渫船搬入と配置
  - ・ 仮設物揚場と仮設道路の構築
  - ・ 建設機械の搬入
- d. サンドマット工
  - ・ 範囲：Power Block エリア(640m×640m)、厚さ：1.5m
- e. 地盤改良工（PVD 打設）
  - ・ サンドマット上からドレーン材を打設
  - ・ 打設長：9.5m、本数：104,000 本
- f. 敷地造成工（載荷盛土工）
  - ・ 造成エリア：Power Block、敷地高：+11.5m M.S.L
  - ・ 盛土材は浚渫砂を使用
  - ・ 浚渫砂は仮置きをして水を切り、造成エリアまでダンプトラックで運搬
  - ・ 強度発現を確認しながら段階的に盛土
- g. 圧密促進・沈下観測

- ・盛り立て完了から6ヶ月間放置（想定）
- h. 地盤改良・敷地造成完了
  - ・盛土の法面保護工はクリティカルパスにならないよう実施
- i. 発電所建屋の杭打設開始

(3) 補足説明

ここに示す施工手順は、上記(1)に示した前提条件とPVD工法による地盤改良工法を条件に、Power Block エリアの杭打設開始までの最短工程を検討したものである。今後、詳細調査結果等で本項に示す前提条件等が変更になった場合には検討が必要である。

## 8.3 冷却水設備

### 8.3.1 冷却水取水量

発電所出力 600MW×2 ユニットの冷却するために必要な取水量を推定する。

- ・取水する海水温度：30℃
- ・排出する温排水温度：7℃上昇
- ・循環水量の計算（1 ユニット当たり）

$$\begin{aligned} Q &= 150(\text{m}^3/\text{MW}/\text{h}) \times \text{Output} (\text{MW} / \text{unit}) \\ &= 150(\text{m}^3/\text{MW}/\text{h}) \times 600(\text{MW} / \text{unit}) \\ &= 90,000(\text{ m}^3/\text{h}/\text{unit}) = 90,000(\text{ m}^3/\text{h}/\text{unit} ) \div 3,600(\text{sec}/\text{h}) \\ &= 25(\text{m}^3/\text{sec}/\text{unit}) \end{aligned}$$

ここで、排出される温排水温度は 37℃となるが、37℃は「バ」国の温排水の排出基準温度の 40℃より低い温度のため環境上の問題とはならない。

### 8.3.2 取水、放水方式の選択

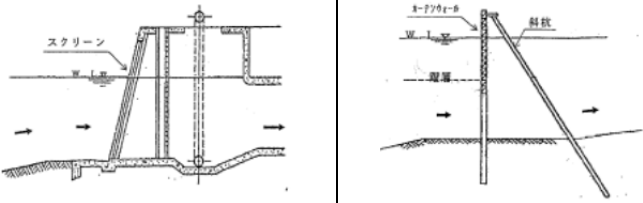
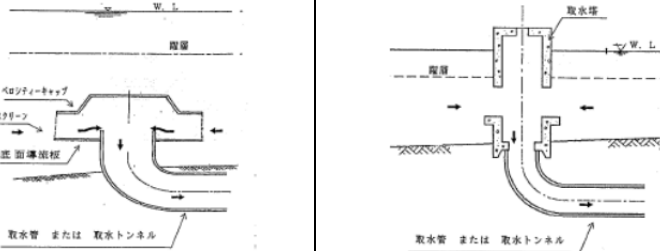
取水方式は以下の項目を考慮して選択することが望ましい。

- ・放水口から排出される温排水の影響
- ・浮遊木材、PCV、プラスチック、その他の浮遊異物の影響
- ・取水口設置位置は、港湾の内側になるように選定されること
- ・取水口設置位置は、発電所港湾の南側になるように選定されること

上記の項目を考慮し、カーテンウォールタイプは取水方式を採用することが望ましい。

取水口での取水流速は海上の小型船舶やボートの航行を妨げないよう  $V=0.2\text{m}/\text{sec}(\text{LWL})$  程度にすることが望ましい。

表 8.3-1 各種取水方式の分類および適用比較表

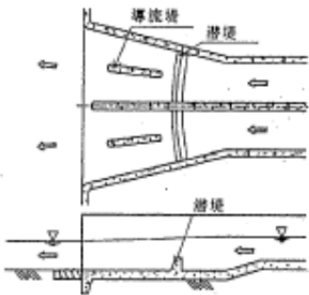
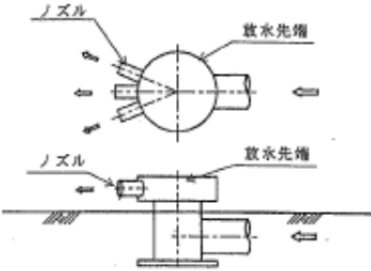
取水方式	表層取水		深層取水		
	護岸取水		沖合取水		
	護岸直接方式	カーテンウォール方式	鉛直取水方式	取水塔方式	
基本構造図					
概要	比較的簡易な取水方式で、取水口前面の水深が浅く、取水量が少ない場合などに適用される。一般には、護岸を兼ねた鉄筋コンクリート製の重力構造物で、通常、ピット構造の中に除塵機及び取水ポンプなどを設置する。	護岸前面の深層水を対象とした選択取水方式。護岸の前面部に H 型鋼・鋼管杭などを打設、鋼製あるいはコンクリート製の仕切りパネルを設備し、下層の開口部を呑口部とする構造。ウォール下端の水深を十分に確保して、表層の漂流物や懸濁した海水の流入を防ぎ、低温で良質な深層水を選択的に取水する方式。	沖合の深層水を対象とした選択取水方式。海底地盤内に管路を設け、取水地点において鉛直に立ち上げ、スクリーン部より円周水平方向から取水する構造。ベロシティキャップにより表層の漂流物や懸濁した海水の流入を防ぎ、底面導流板により低層の浮遊懸濁水の流入を防ぐ。	沖合の深層水を対象とした選択取水方式。基本的には鉛直取水方式と同じである。取水塔が海面から海底面まで達しており、これにより表層の懸濁した海水や低層の浮遊懸濁水の流入を防ぐ。	
適用条件及び特性	取水量	取水量が比較的少ない場合に有効	取水量が比較的多い場合に有効	取水量の多少に関係なく計画可能	取水量が比較的多い場合に有効
	水深	比較的浅い場合において有効	前面水深が十分に確保できる場合に有効	水深・海底勾配に比較的拘束されない	水深・海底勾配に比較的拘束されない
	取水流速	0.2~0.5m/s 程度	0.2m/s 程度	0.2m/s 程度	0.2m/s 程度
	波浪	波浪の影響が小さい事（内湾設置）	波浪の影響が小さい事（内湾設置、専用港湾構造）	波浪の影響に拘束されない（外海に設置可能）	上部が海上に出るため波浪の影響を大きく受ける
	表層水	表層水の流入は避けられない	ウォール下端の水深を十分確保すれば混入しない	上部デッキの水深を十分確保すれば混入しない	取水塔の水深を十分確保すれば混入しない
	浮遊漂流物	除塵設備で除去するが、護岸前面に停滞しやすい	ウォール前面に停滞しやすい	上方の水域が開放される為、停滞しない	取水塔以外の水域は開放される為、停滞しない
	低層濁水	低層濁水流入を回避する事が難しい	低層濁水流入を回避する事が難しい	下部デッキを立ち上げて流入の回避が可能	下部デッキを立ち上げて流入の回避が可能
その他	流量を多くする場合、幅が相当必要 波の進入が直接的である	全体の構造が大き 波の進入が設備に直接影響する為、内湾に設置するか、専用港湾を築造する事が多い	任意の水深・位置に取水点を設定できる 波の進入が緩和され、ポンプの運転が安定 外海に単独で設置可能	任意の水深・位置に取水点を設定できる 波の進入が緩和され、ポンプの運転が安定 外海に単独で設置可能	
環境への影響	海岸部に設置される為、海岸付近の藻場や魚礁の破壊は半永久的となる。 ほとんど全域から取水する為、稚仔魚を取り込む可能性が大きい。	海岸部に設置される為、海岸付近の藻場や魚礁の破壊は半永久的となる。 稚仔魚の取り込みはある程度は制限されるが、上方の水域が閉鎖されている為、表層遊泳性の魚が取り込まれる可能性がある。	管路工事部については掘削埋設後、藻場造成などにより環境保全に務める事で対応。 表層遊泳性のもの、あるいは底生生物の取り込みは比較的小さい。	管路工事部については掘削埋設後、藻場造成などにより環境保全に務める事で対応。 トンネル等を利用すれば環境影響は少なくなる。 トンネル等を利用すれば環境影響は少なくなる。 表層遊泳性のもの、あるいは底生生物の取り込みは比較的小さい。	

### 8.3.3 放水方式

放水方式は海岸線に設置し、構造は開渠形式、放水方式は表層放水方式を採用することが望ましい。

又、温排水による海水水温の状況確認のため、温排水拡散解析を実施しなければならない。

表 8.3-2 各種放水方式の分類及び適用比較表

放水方式	表層放水方式	水中放水方式	
	護岸放水	沖合放水	
	オープンチャンネル方式	マルチノズル方式	
構造図			
概要	<p>暗渠あるいは管渠等で護岸に導き、そこから直接放水する方式。</p> <p>下層水との混合による拡散は小さく、大部分は密度流になって表層を流れ、水平拡散によって希釈されていく。</p> <p>従って、一般的に拡散影響範囲が大きい。</p> <p>構造としては、開口部式、オープンチャンネル式等がある。</p>	<p>設置場所、拡散の基本機構等は単一ノズル方式に準ずる。但し、マルチ（多）ノズルにすることで流量状況に合わせて拡散機構を最適にするノズル径、ノズル数を設計することが可能。</p> <p>構造形式としては、通常埋設部から鉛直管方式で海底上に立ち上げ、放水の分配及びノズルの取り付けの為、上部にヘッダーあるいはヘッドタンク等を持つ。</p>	
適用条件および特性	放水流量	種々の制約から一般に小さい場合が多いが、大容量も可能。	任意の口径により、小容量から大容量まで可能。
	水深	ある程度は必要であるが、拡散面から特に問題としない。	深いほど有利。
	放水流速	表層流が卓越するため、海上交通の制約がある場合速くできない。	ブリューム浮上時の表面流速が制限以下までは放水流速を大きくできる。
	波浪	小さいほどよい。	大きい場合も対応可能。
	初期希釈	初期混合による希釈効果があまり期待できない。	初期混合による連行希釈効果を大きくすることを目的とする。
	拡散範囲	各種方式の中で拡散範囲が最も広がり、護岸付近に排水が停滞することが多い。	拡散範囲を抑制する効果は単一ノズル方式よりは大きい。
	その他	護岸開口幅に、特に制限のないことが望ましい。	管路を通じて任意の水深、位置に放水点を設置できる利点がある。



8.4 スクリーンポンプピット

スクリーンポンプピットはメンテナンスの利便性、コストの低減などを考慮し鉄筋コンクリート製で造られることが望ましい。

本発電所は2ユニット当たり6基の循環水ポンプ(50% capacity/unit × 3 set/unit × 2 units)が設置される。

ストップログはスクリーンのメンテナンス中のドライ状態を保つためスクリーン室の前後に設置し、ガントリークレーンも循環水ポンプ、スクリーンその他の機材のメンテナンスを行う為に設置されることが望ましい。

スクリーンポンプピット構造は海水の異常高水位時(+ 10.0m M.S.L)の時も通常運転を行えるよう設計されなければならない。

ポンプ近傍のポンプピット内平均流速は  $V = 0.3\text{m/sec}$  とすることが望ましい。

ベルマウスからの離隔がベルマウス径×8 離れた位置でのポンプピット内平均流速は、平均流速が  $V = 0.5\text{m/sec}$  より速い場合はポンプ能力の確認のため流線解析用モデル実験を実施する事が望ましい。

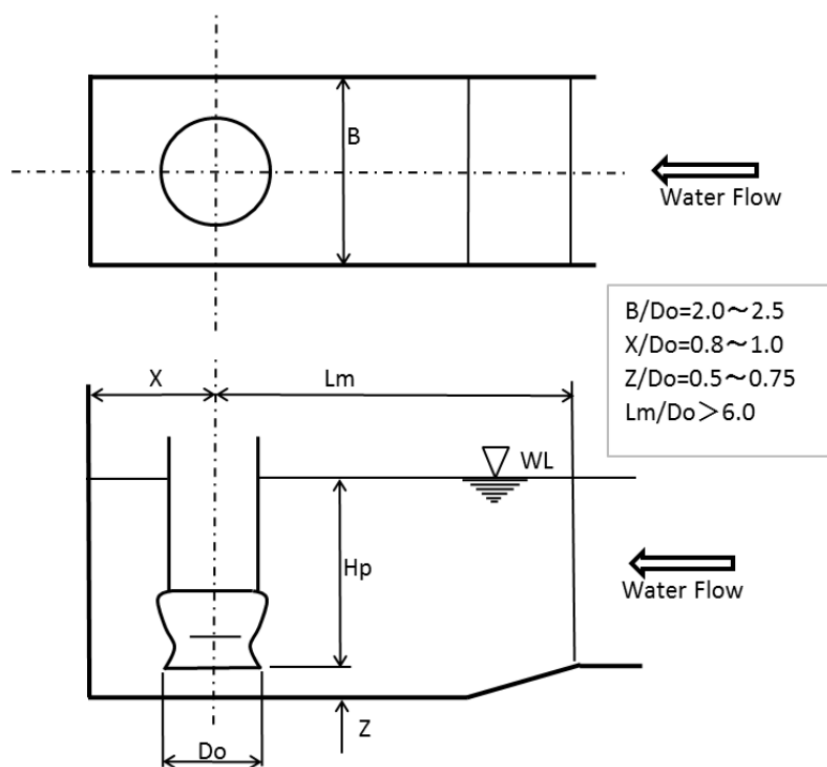


図 8.4-1 ポンプ室の概略図及び概略寸法

ポンプピットの概略図を以下に示す。

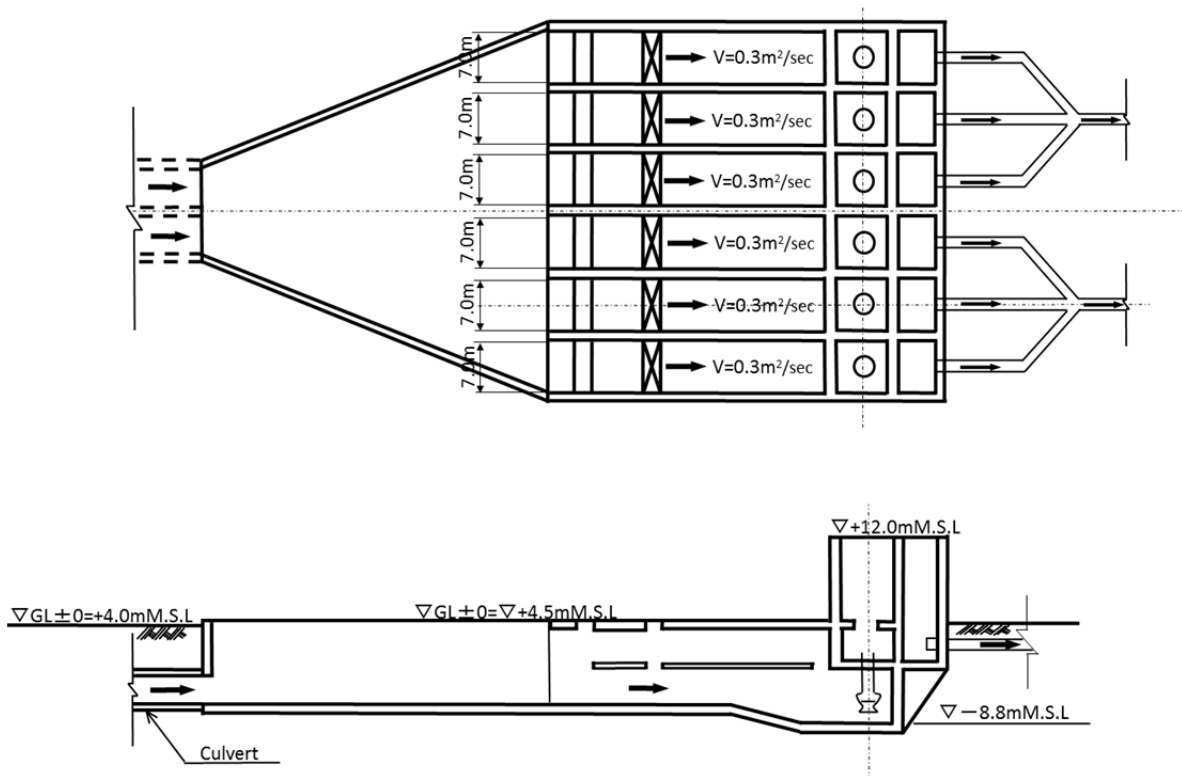


図 8.4-2 ポンプピットの概略図

### 8.5 循環水パイプ

循環水パイプはスチール製とし、埋設深さは管天端レベル～地表レベルが 1.5m または 1.5m 以上の直接埋設方式とする。

パイプ周囲は砂、又は良質の土砂によりの埋め戻しが行われなければならない。

さらに、パイプ肉厚の計算は地表上載荷重を考慮し行われなければならない。

地表面の設計上載荷重を以下に示す。

重機輸送部	10 ton / m <sup>2</sup>
道路部	T-25
その他の区域	1ton / m <sup>2</sup>

循環水パイプ内の流速を以下に示す。

スチールパイプサイズ(mm)	流量(m <sup>3</sup> /s)	平均流速(m/s)
3600	25 m <sup>3</sup> /unit	2.5m/s

さらに、埋設パイプの標準断面図を以下に示す。

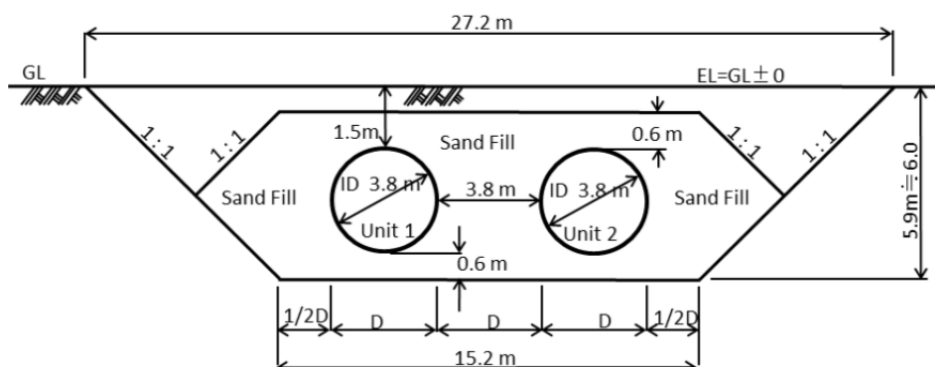


図 8.5-1 埋設パイプの標準断面図

## 8.6 放水トンネル

放水トンネルは1ユニットと2ユニット共通の設備として構築し、鉄筋コンクリート製のボックスカルバートとする。

カルバート内空の天端レベルはウォーターハンマーを避けるため LWL より 10cm 低い位置 (LWL-10cm) とする。

ボックスカルバート形状は、損失水頭を最小にするため正方形とし、ボックスカルバート縦断勾配は流れ方向（海に向かって）に沿っておよそ 1/1200 の下り勾配とする。

放水トンネル内の流速を以下に示す。

サイズ (m)	流量 (m <sup>3</sup> /s)	平均流速(m/s)
3.5m(H)*3.5m(B)*2 units	50 m <sup>3</sup> /s(2 units)	2.0m/s

さらに、放水トンネルの標準埋設断面図を以下に示す。

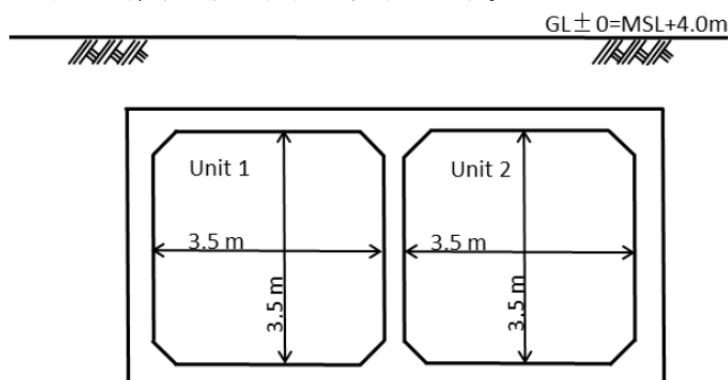


図 8.6-1 放水トンネルの標準埋設断面図

8.7 放水口

放水は放水トンネルを経由し、放水口より表層放水方式で海に放水されるものとする。

放水口は鉄筋コンクリート製とする。

放水口の出口部での放水流速は海上の小型船舶やボートの航行を妨げないように、 $V=0.3\sim 1.0\text{m/sec}$ (LWL 時)程度にする事が望ましい。

放水口の洗掘防止と掘削勾配保護のため、放水口前面に蛇籠を約 20m の範囲に敷設することが望ましい。

放水口設置位置は発電所航路の北方 1 km の海岸沿いの位置に設置されることが望ましい。

放水口の断面図と概略図を以下に示す。

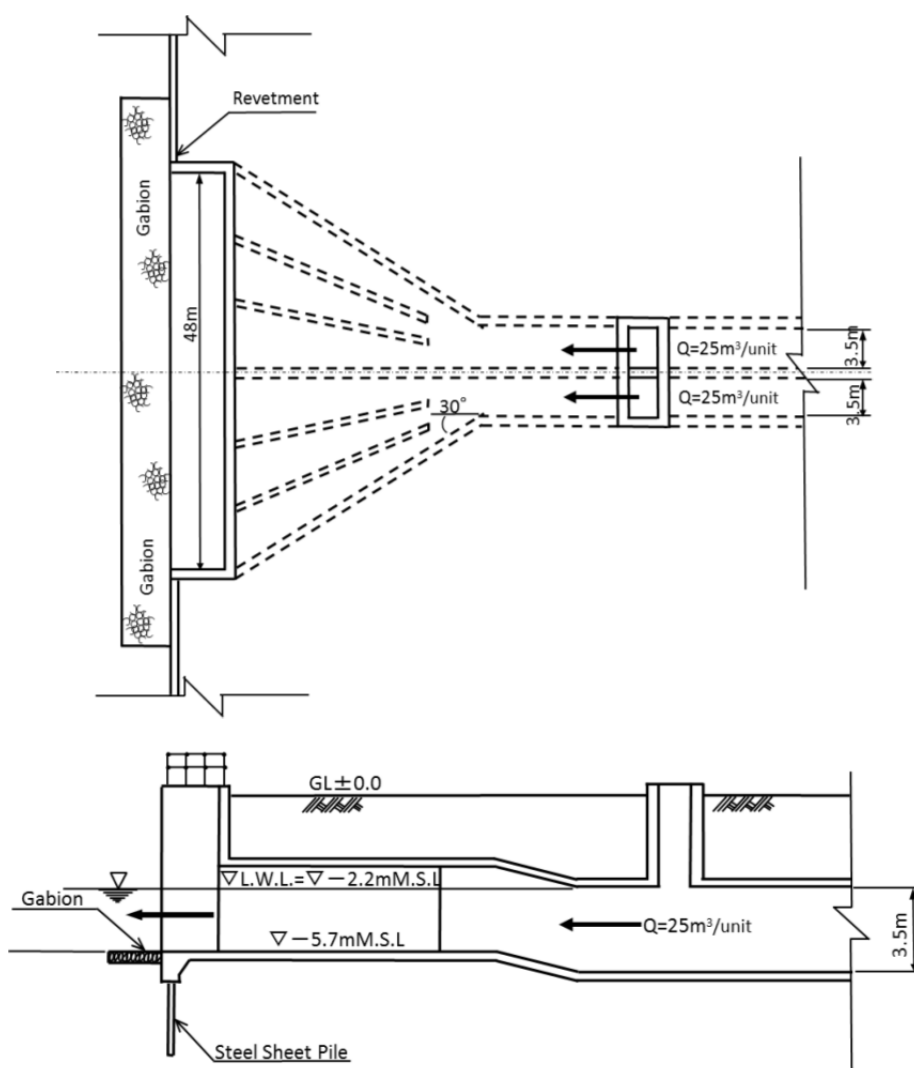


図 8.7-1 放水口概略平面図、断面図

8.8 建屋

本プロジェクトで建設される建屋の概要を以下に示す。

表 8.8-1 建屋詳細

建屋名称	基礎タイプ	上部構造タイプ
タービン建屋	杭基礎	鋼構造物
中央制御建屋	杭基礎	鉄筋コンクリート
事務所本館	杭基礎	鉄筋コンクリート
通路	杭基礎	鋼構造物
作業室	杭基礎	鋼構造物
倉庫	杭基礎	鋼構造物
燃料油ポンプ室	杭基礎	鋼構造物
水処理設備制御建屋	杭基礎	鉄筋コンクリート
排水脱水建屋	杭基礎	鉄筋コンクリート
ESP,灰制御建屋	杭基礎	鉄筋コンクリート
取水部、電気、塩素処理、脱塩建屋	杭基礎	鉄筋コンクリート
揚炭制御建屋	バース上	鋼構造物
運炭制御建屋	杭基礎	鉄筋コンクリート
FGD 電気、制御建屋	杭基礎	鉄筋コンクリート
酸化用空気ブロー室	杭基礎	鉄筋コンクリート
H2 ガス発生室	杭基礎	鉄筋コンクリート
濾過水ポンプ、エア/コンプレッサー室	杭基礎	鉄筋コンクリート
浸出水制御室	杭基礎	鉄筋コンクリート
スイッチヤード制御室	杭基礎	鉄筋コンクリート
ファイヤーステーション	杭基礎	鉄筋コンクリート
食堂	杭基礎	鉄筋コンクリート
守衛所	直接基礎	鉄筋コンクリート
車両サービスセンター、ガレージ	杭基礎	鋼構造物
貯炭場車両用ガレージ	杭基礎	鋼構造物
炭捨場車両用ガレージ	杭基礎	鋼構造物

## 8.9 煙突

煙突は1ユニット、2ユニット共通の設備とする。

### (1) 基礎

基礎は杭で支持されたマット基礎形式（8角形）の基礎とする。

### (2) コンクリート・ウインドシールド

ウインドシールドは鉄筋コンクリート製とし、煙突内側の煙道を風や地震、その他の外力から保護するものとする。

- ・煙突高さ：GL+275m
- ・型枠型式：スリップホーム

### (3) 煙突内側

当プロジェクトでは、入手の容易さ及び材料コストの観点より鑄造ライニングタイプが適している。

- ・シリンダー：2シリンダー（2ユニットのシリンダーの増設は将来行なわれるものとする。）
- ・材料：SS400

### (4) プラットホームとラダー

プラットホームは煙突のメンテナンスのためウインドシールドの内側に配置される。また、ラダーはプラットホームのアクセスのためウインドシールドの内側に配置される。

### (5) 換気システム

自然換気がメンテナンス中の内部温度を維持し、良好なコンデションを維持するために備え付けられる。

### (6) Aeronautical light

航空燈システムと航空障灯は「バ」国基準に則り取り付けられるものとする。

### (7) 照明

煙突頂部に照明の保護対策工が備え付けられるものとする。

## 8.10 道路

道路は車両が発電所管理等及び発電所内の全ての設備にアクセスが可能になるようよう計画される。

道路のタイプは3つのクラスに分類される。

道路幅、曲率半径、カーブ、道路舗装は発電所の供用期間中に使用される車両のサイズに適合するように設計される。

車両とは、発電所の主要機器の取り替え時、更新時に使用される以下に示す連結式車両、輸送車両を含む。

表 8.10-1 道路幅員と隅切り半径

クラス	車線数	道路幅(縁石*幅)	曲率半径(m)
A-10	2	10**	7.5
B-8	2	8	7.5
C-6	1	6	7.0

\*車幅は車両通行車線、路肩、駐車車線幅を含む。

\*\*クラス A-10 の車線幅は 13m とする。13m(13m=10m+1.5m×2)は両サイドに幅 1.5m(1.5m は最狭幅) の歩道を設置した幅とする。

道路の横断勾配は 2%、最大縦断勾配は 5%とする。

歩道の構造は碎石の基礎上にコンクリートブロックを敷き、表層をアスファルトで仕上げるものとする。

## 8.11 雨水設備

発電所敷地内の雨水排水システムはコンクリート製排水管、鉄筋コンクリート製マンホール、側溝、集水桝、チェックピットとからなるものとする。

チェックピットは発電所内の雨水排水システム内に、雨水をスムーズに排出するために計画される。

チェックピット容量は約1分間の流入排水の貯留する能力を備えているものとする。

雨水排水設備は海水の異常高水位時(+ 10.0m M.S.L)の間も通常運転を行えるよう設計されなければならない。

雨水排水口には2組の水門が必要となる。

2組の水門のうち外側に設置される水門（バルブ）の目的は、海水の異常高水位時に海水が発電所内に入り込まないためであり、内側に設置される水門（バルブ）の目的は発電所内に入る汚れた雨水流出を防止するために設置される。

## 8.12 灰捨場

灰捨場の設置位置は発電所の東とする。

灰捨場は200ヘクタールの広さが必要となる。

発電所周辺の環境保全を充分に行うために、灰捨場は管理型の灰捨場としなければならない。

灰捨場を建設するための一般的な基準として以下に示す項目を考慮して設計を行うものとする。

### 灰捨場建設のための主要な要求項目

- ・ 外部の人間の埋立地への侵入を防止ためのフェンス
- ・ 灰捨場掲示板と灰捨場を示す警告掲示板の設置
- ・ 地盤の滑りに対する対策工
- ・ 灰捨場内に設置される機器材の沈下防止対策
- ・ 石炭灰の流出防止のための擁壁、盛土、その他の流出防止設備
- ・ 埋立てエリアの石炭灰の含水分及び雨水の外部への漏出防止のための不透水性の擁壁
- ・ 滞留水を効率的に集水するための暗渠、水路、その他の集水設備
- ・ 集水した水等を基準に満足する水質レベルにするための漏水処理設備
- ・ 埋め立てエリアに流入する表面水を排水するための暗渠、水路、その他の排水設備
- ・ 灰捨場石炭灰飛散防止のため散水システム
- ・ 灰捨場管理用重機（ブルドーザー、ホイールドーザー、水タンクトラック、掘削機）

ここで、灰捨場に関し検討した項目は以下に示す基本コンセプトにより計画された。

- ・ この灰捨場の建設は灰捨場建設基準に準拠し実施されなければならない。
- ・ 石炭灰の埋立ては石炭灰を水平に巻き出しと十分なローラー突き固を実施し、構築されなければならない。
- ・ 埋め立てられた石炭灰をコンパクションした後、灰捨場表面には土砂、又は草木の植生工を施さなければならない。



## 灰捨場の建設

灰捨場は、環境の側面から灰、雨水および排水を敷地外部へ漏出しないようコントロールされた施設として運用する必要がある。

図 8.12-1 に示すように、灰捨場は浚渫シルト質土で堰堤を構築し外周を囲み、その内部に灰を処分する。外周に構築する堰堤は透水係数  $10^{-6}$  と比較的透水性は低いものの、灰捨場としても基準を満足させるために、高密度のポリエチレンシート(HDPE)で堰堤内部を覆うこととする。工事中における建設機械の载荷、または紫外線による劣化からシートを防止するため、ポリエチレンシート上に 50cm 程度覆土することとする。

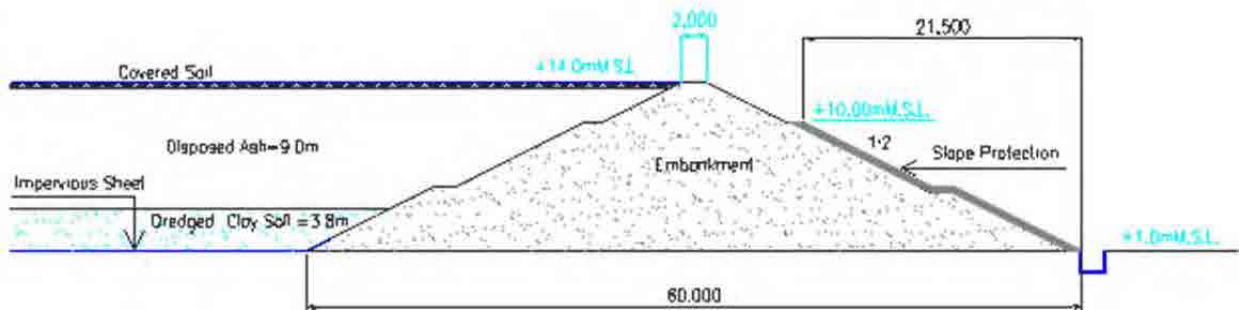


図 8.12-1 灰捨場の標準断面

8.13 物揚場

発電所建設期間中は、変圧器や発電機のような 500 トンにもなる重量物を発電所サイトまで運送することになる。重量物は貨物船または 4,000 トンクラスのバージ船で運搬されてくるため、船舶が停泊かつ荷役できるような物揚場を港湾内に配置する。

物揚場前面の海底面は、バージ船を牽引するタグボートにも適用できるように、物揚場前面の海底面は-5.0m 水深とすることが必要である。

物揚場の広さは既往の発電所を参考に、約 8,000m<sup>2</sup>(100m×80m)と計画し、トランスポータ車両での運搬を想定して 10 ton/m<sup>2</sup>の上載荷重に耐得る構造とする。

本施設は、将来増設用としても流用可能とするため、本設用として設計する必要がある。物揚場の標準断面図の例を図 8.13-1 に示す。

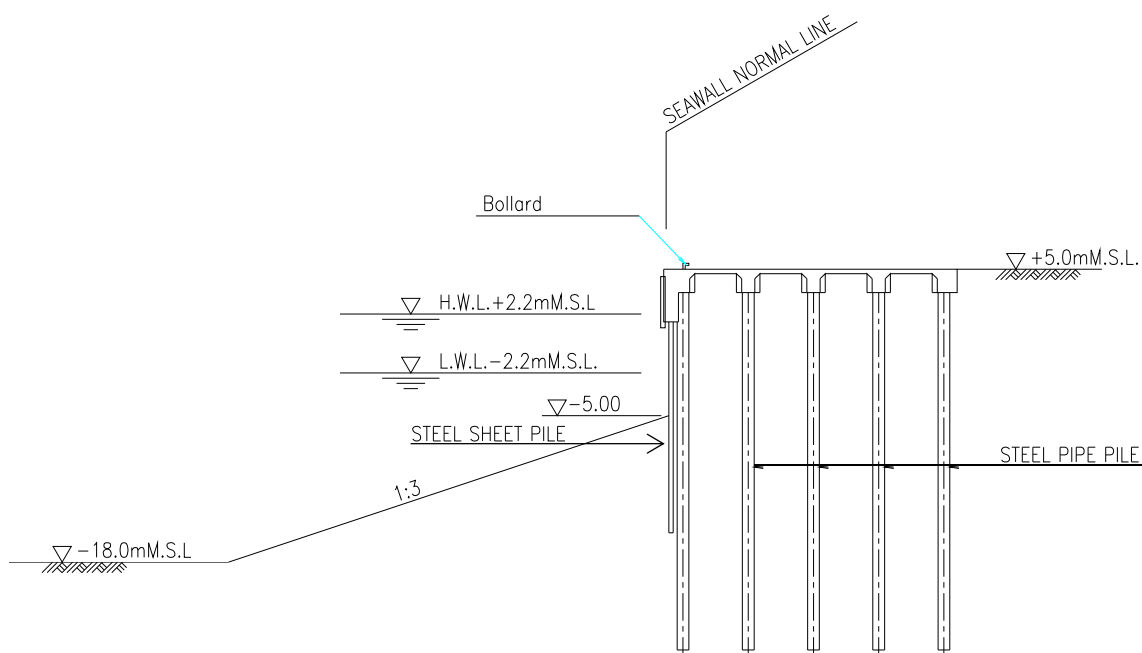


図 8.13-1 物揚場 (標準断面図)

8.14 地盤改良

本準備調査で行ったボーリング調査結果によれば、現地盤は軟弱地盤と想定できる。敷地造成盛土の荷重により、図 8.10-1 に示すように、現地盤の沈下またはすべりが危惧される。

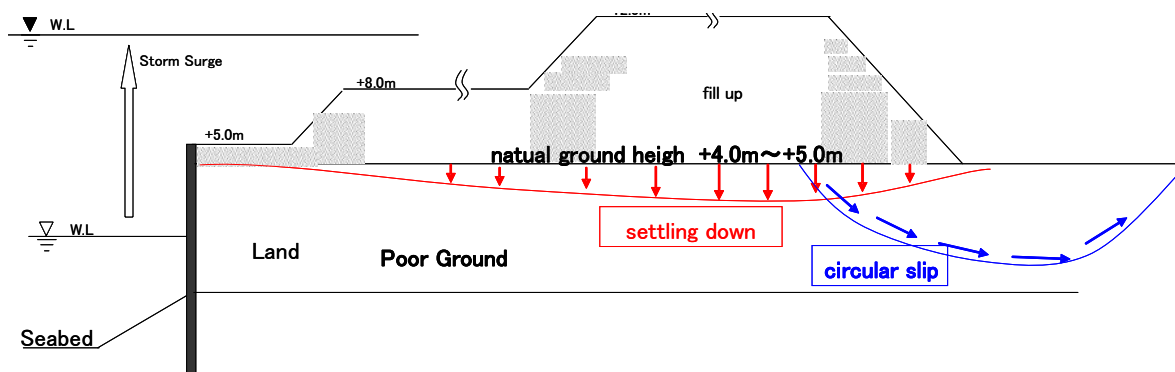


図 8.14-1 現地盤の沈下ならびにすべりの概念図

本検討では、沈下ならびにすべりの対策工として、バーチカルドレーン工法による地盤改良工法を例に計画を行った。

バーチカルドレーン工法

バーチカルドレーン工法は、軟弱地盤中に人工の鉛直ドレーンを挿入して排水距離を短縮し圧密促進を図る工法である。この工法の目的は、地盤の排水時間を短縮し、最終的には地盤強度の増大、地盤の圧縮性の低減を期待することにある。さらに載荷重工法を併用することで、構造物の施工に先立って、あらかじめ最終載荷重値よりも大きくなるよう現地盤に盛土しておき、ある放置期間後に載荷重を除去するなどして圧密時間の短縮を図ることも可能である。

この工法その他、サンドコンパクションパイル工法や深層混合処理固化工法などがあげられるが、一般的にはバーチカルドレーン工法はこれらの工法より経済性がよいとされている。



## 第9章

### 電力系統解析および送変電設備計画



## 第9章 電力系統解析および送変電設備計画

本章では、Matarbari CFPP に接続される電源送電線についての検討結果を示す。Matarbari CFPP は同発電所の約 80km 北、Chittagong 市の南約 10km に位置する Anowara 変電所に接続される。

### 9.1 電力系統解析

#### 9.1.1 線種選定

送電線の最適な構成は、通常時・ピーク・オフピーク時の潮流、建設費用、送電ロスに依存するため、これらを考慮した線種を選定する必要がある。本検討では、多くの電力会社で従来から広く使われている送電線種および新しい技術を適用した送電線種を含む複数の送電線について、1,200MW の出力を持つ Matarbari CFPP に接続される送電線の線種選定を行う。

#### (1) 各送電線のコスト想定

下表は PGCB より提供された現在建設中の 400kV Bibiyana-Kaliakoir 送電線のコストである。

**表 9.1-1 400kV Bibiyana – Kaliakoir 送電線のコスト**

<b>Transmission line</b>	400kV Bibiyana – Kaliakoir	
<b>Conductor</b>	ACSR Finch (564 mm <sup>2</sup> )	
<b>No of conductor</b>	2	
<b>Current carrying capacity</b>	[MVA]	1374
<b>Route length</b>	[km]	170
<b>Total cost (170 km)*</b>	[US\$]	65,925,000
<b>Unit cost of conductor</b>	[US\$/km]	8,100
<b>Conductor cost</b>	[US\$/km]	97,200
<b>Tower cost</b>	[US\$/km]	290,594
<b>Transmission line cost</b>	[US\$/km]	387,794

\*) Local currency is converted to US\$ with 80 BDT/US\$.

次表に本検討で比較対象とした導体のリストを示す。

**表 9.1-2 電線のリスト**

Conductors	Unit costs (US\$/km)	Nominal Weight (kg/km)	Remarks
1. ACSR Finch 564 mm <sup>2</sup>	8,100	2,045	Conventional type, Used in the transmission line under construction
2. ACSR Martin 685 mm <sup>2</sup>	9,800	2,584	Conventional type, larger than ACSR Finch
3. Low Loss ACSR/AS 756 mm <sup>2</sup>	14,470	2,582	New technology, Weight is equivalent with ACSR Martin
4. Low Loss TACSR/AS 490 mm <sup>2</sup>	9,270	1,609	New technology, Thermal resistant
5. TACSR Condor 403 mm <sup>2</sup>	5,902	1,522	Conventional type, Thermal resistant

同表において ACSR は鋼心アルミより線（Aluminum Conductor Steel Reinforced）、TACSR は鋼心耐熱アルミより線（Thermal Resistant aluminum alloy ACSR）を意味し、連続使用温度がそれぞれ 80°C、150°C である。TACSR 電線は高熱でも使用可能なため、ACSR と比較して大きな送電容量を持つ。ただし、送電線の抵抗は使用温度の上昇に伴い増加するため、高温での送電線の運用は高い送電ロスが発生させてしまう。低ロスタイプの ACSR 送電線は台形のアルミ導体を使用した新しい送電線であり、これにより同じ電線外径であれば従来の電線と比較して、下図に示す通りアルミ部分の面積が増加する。

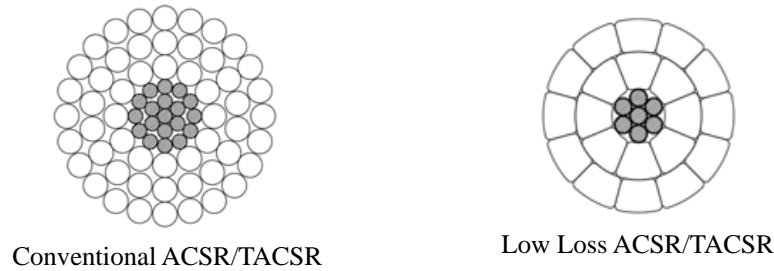


図 9.1-1 従来電線と低ロス電線の断面図

「バ」国では運転中の 400kV 送電線が存在せず、現在建設中の 1 送電線のみのコストが入手可能である。この建設中の送電線と、比較対象とした各電線の重量の比を考慮し、各送電線のコストを以下の通り推定した。

表 9.1-3 各送電線の想定コスト

Transmission lines	No of conductor	Cost for double circuits transmission lines (US\$/km)	Current carrying capacity (MVA)
1. ACSR Finch 564 mm <sup>2</sup>	4	572,172	2,748
2. ACSR Martin 685 mm <sup>2</sup>	4	688,527	3,006
3. Low Loss ACSR/AS 756 mm <sup>2</sup>	4	800,607	3,135
4. Low Loss TACSR/AS 490 mm <sup>2</sup>	4	524,698	4,063
5. TACSR Condor 403 mm <sup>2</sup>	4	443,866	3,678

(2) 損失係数 (Loss factor)

送電線は長い時間運転され送電ロスによるコストは無視できないため、送電線種選定は送電ロスのコストを考慮しなければならない。損失係数は年間の kWh ロスと送電線に発生する年間のロスのコストを計算するために使用され、次式の通り定義される。

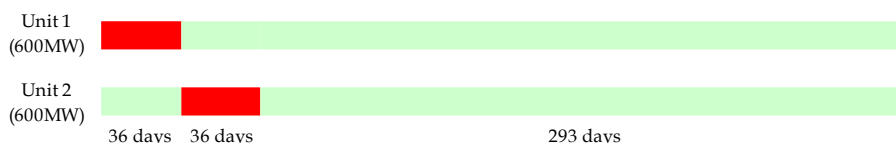
$$\text{Annual kWh loss [kWh/year]} = \text{Loss factor} \times \text{kW loss [kW]} \times 8760 \text{ [hours]}$$

$$\text{Annual cost of transmission line loss [US$/year]} = \text{Annual kWh loss [kWh/year]} \times \text{Fuel cost [US$/kWh]}$$

新設発電所の定期検査のための計画停止は年間のうち 10% (36 日) と仮定した。また、新設発電所は石炭火力発電所であり「バ」国のベース電源になるため、それ以外の期間は常に定格出力 (100% 運転) であると仮定した。この条件において、損失係数は以下の通り計算される。



$$\text{Loss factor} = (\text{average of current for a period})^2 / (\text{peak current for a period})^2$$



$$\text{Loss factor} = (((72 \times I^2) + (293 \times (2I)^2) / 365) / (2I)^2 = 0.8520\dots$$

次図および次表に、“一般的な送電線”と今回の検討対象の“電源送電線”の、ピーク電力に対する年間（8760 時間）の需要と、それぞれに対する損失係数を示す。

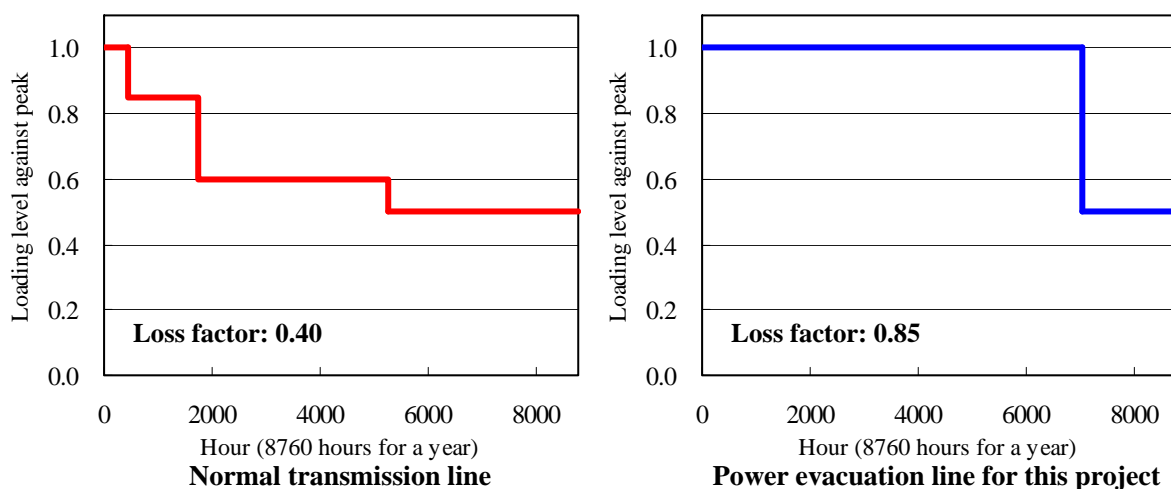


図 9.1-2 送電線の負荷率

表 9.1-4 損失係数計算のための想定

Loading level against peak	Typical transmission line (hours)	Power evacuation line for this project (hours)
1.00	438 (5%)	7,008 (80%)
0.85	1,314 (15%)	0 (0%)
0.60	3,504 (40%)	0 (0%)
0.50	3,504 (40%)	1,752 (20%)
Total	8,760	8,760
Loss factor	0.40	0.85

本検討の対象送電線の損失係数は一般的な送電線と比較し非常に高く 0.85 である。損失係数が大きいほど、その送電線に長期間にわたり大きな電流が流れることを意味する。ピークとオフピークの需要差により、需要地近辺の送電線の負荷係数は一般的に 0.3-0.4 である。送電容量が大きくなるほど送電線のインピーダンス（抵抗）は小さくなり、送電ロスも小さくなる。このため、損失係数が高い場合、投資費用は高いが大きな送電容量を持つ送電線が経済的に有利となる可能性がある。

(3) 各送電線の送電容量

本検討では各送電線の送電容量を下表の条件において CIGRE 方式により計算した。

表 9.1-5 送電容量計算のための条件

<b>Ambient temperature</b>	35 °C
<b>Wind speed</b>	0.5 m/sec
<b>Wind angle</b>	45°
<b>Global solar radiation</b>	0.089 W/cm <sup>2</sup>
<b>Absorptivity of conductor surface</b>	0.9
<b>Emissivity of conductor surface</b>	0.9
<b>Height above sea level</b>	0 m

下表に各送電線の送電容量を示す。同表に示す通り、各送電線は 2,700MVA 以上の送電容量を持つため、検討対象である 1,200MW Matarbari CFPP の電源線としては十分大きな送電容量を持つ。一般的に、従来 ACSR 電線の場合、その送電容量の 30-50%程度が最も経済的な運用範囲であると言われている。

表 9.1-6 各送電線の送電容量

<b>Transmission lines</b>	<b>No of conductor</b>	<b>Cost for double circuits transmission lines (US\$/km)</b>	<b>Continuous allowable temperature (°C)</b>	<b>Current carrying capacities (MVA)</b>
1. ACSR Finch 564 mm <sup>2</sup>	4	572,172	80	2,748
2. ACSR Martin 685 mm <sup>2</sup>	4	688,527	80	3,006
3. Low Loss ACSR/AS 756 mm <sup>2</sup>	4	800,607	80	3,135
4. Low Loss TACSR/AS 490 mm <sup>2</sup>	4	524,698	150	4,063
5. TACSR Condor 403 mm <sup>2</sup>	4	443,866	150	3,687

(4) 回線あたり 600MW の場合の線種選定

最適な送電線の線種を下に示す建設、運転、保守、ロスのコストを考慮し選定する。

表 9.1-7 送電線年経費計算のための条件

<b>Power factor</b>	95 %
<b>Life time of transmission line</b>	40 years
<b>Discount rate for the life time</b>	12 %
<b>O&amp;M cost</b>	2 %
<b>Loss factor</b>	0.85 (0.4 for reference)
<b>Fuel cost (= Loss cost)</b>	0.06 US\$/kWh

本プロジェクトでは Matarbari CFPP に 1,200MW（600MW×2）の発電容量をもつ発電機の開発を検討している。発電所につながる送電線の 1 回線事故を考慮すると 2 回線送電線が必要となり、この場合、通常時には回線あたり 600MW の電力が流れることになる。次表に 600MW/回線時の各送電線の特性を示す。

表 9.1-8 600MW/回線時の各送電線の特性

Conductor		Aluminum sectional area	Current carrying capacity	DC resistance at 20 °C	Power flow at 600 MW		
					Conductor temp.	AC resistance	kW loss
Name	Bundle	[mm <sup>2</sup> ]	[MVA]	[ohm/km]	[°C]	[ohm/km]	[kW/km]
ACSR Finch	4	564	2,748	0.05144	51	0.0145	35.91
ACSR Martin	4	685	3,006	0.04238	52	0.0120	29.58
LL-ACSR 756mm <sup>2</sup>	4	756	3,135	0.03760	51	0.0106	26.25
LL-TACSR 490 mm <sup>2</sup>	4	490	4,063	0.05910	51	0.0166	41.26
TACSR Condor	4	403	3,678	0.07330	52	0.0207	51.17

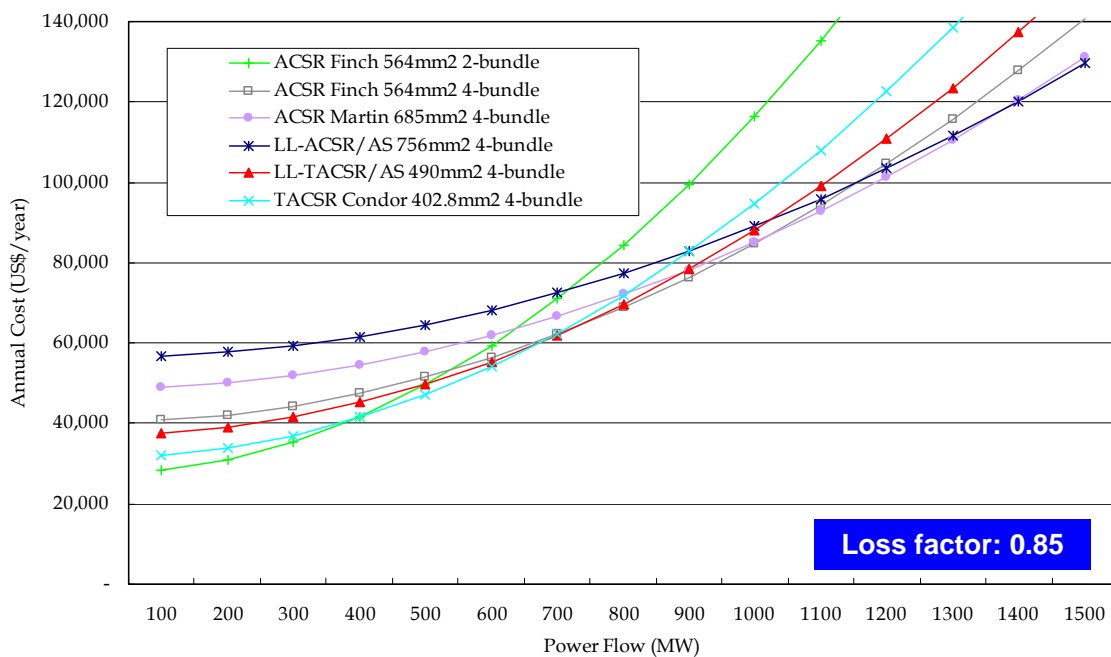
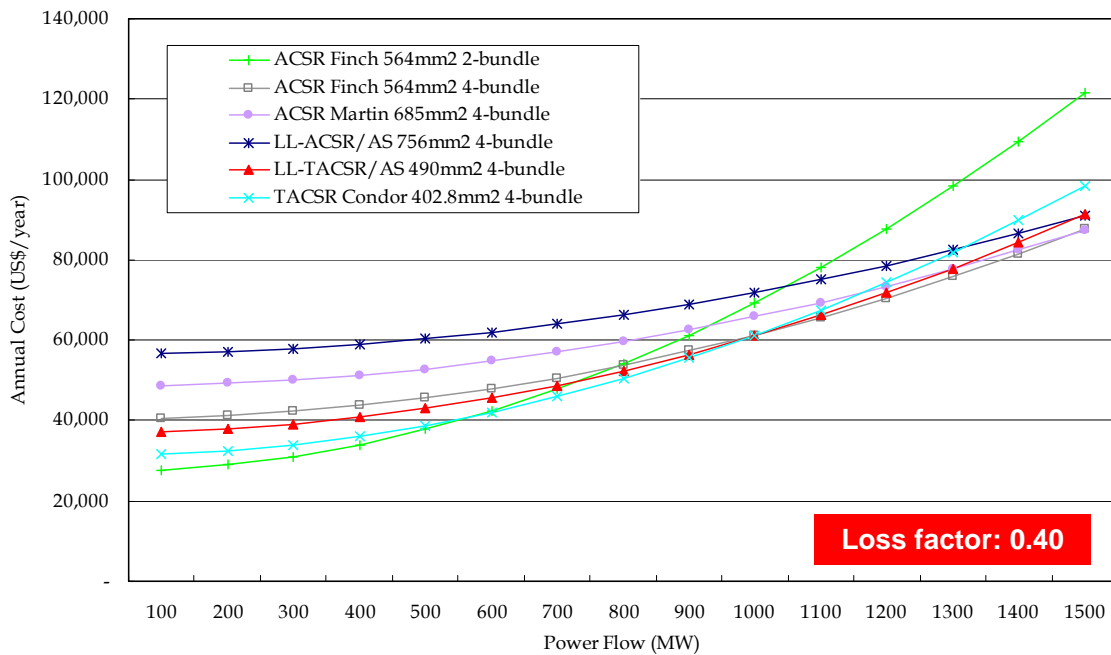


図 9.1-3 各送電線の年経費

前図は損失係数 0.40、0.85 における各送電線の年経費を示す。参考として、現在建設中の ACSR Finch 2 導体送電線 (1,374MVA) を今回のプロジェクトに適用した場合の結果も示す。この ACSR Finch 2 導体送電線は最も建設コストが安く、Matarbari CFPP の発電出力である 1,200MW 以上の送電容量を持つ。しかし、同図からわかるとおり、電力潮流が増加するにつれて送電ロスが増加するため、この送電線の年経費は急激に上昇する。

損失係数が一般送電線の 0.4 である場合、TACSR Condor 4 導体は 600MW から 1,000MW の範囲で良好な特性を示す。

前述の通り、本検討対象送電線の損失係数は 0.85 である。下表に示す通り損失係数が 0.85 で電力潮流が 600MW の場合、最も経済的な送電線は建設費用が 2 番目に低い TACSR Condor 4 導体である。しかし、電力潮流が 600MW 以上となると、送電ロスによりこの送電線の年経費も急激に上昇する。Matarbari 地域の今後の電源開発の可能性を考慮すると、これ以外の送電線が適切であると考えられる。

表 9.1-9 回線あたり 600MW の場合の各送電線の年経費

Conductor			Annual cost for loss factor 0.85			
			Capital recovery	O&M	Transmission loss at 600 MW	Total
Name	Bundle	MVA	[US\$/year]	[US\$/year]	[US\$/year]	[US\$/year]
ACSR Finch 564mm <sup>2</sup>	4	2,748	34,616	5,722	16,042	56,381
ACSR Martin 685mm <sup>2</sup>	4	3,006	41,656	6,885	13,217	61,758
LL-ACSR 756 mm <sup>2</sup>	4	3,135	48,437	8,006	11,726	68,169
LL-TACSR 490 mm <sup>2</sup>	4	4,063	31,744	5,247	18,431	55,422
TACSR Condor 403mm <sup>2</sup>	4	3,678	26,854	4,439	22,860	54,152

(5) 最適線種選定のための感度分析

不確定ではあるが「バ」国では Matarbari CFPP に追加で 1,200MW (600MW×2) の電源開発が計画されており、これが実現すると Matarbari CFPP の合計発電容量は 2,400MW となる。この場合、最初の 1,200MW の運転開始後の 5-10 年後に、送電線に流れる電力潮流は回線あたり 1,200MW となる。下表は回線あたり 1,200MW の電力潮流が流れた場合の送電線の特性を示す。

表 9.1-10 1,200MW/回線時の各送電線の特性

Conductor		Aluminum sectional area	Current carrying capacity	DC resistance at 20 °C	Power flow at 1200 MW		
					Conductor temp.	AC resistance	kW loss
Name	Bundle	[mm <sup>2</sup> ]	[MVA]	[ohm/km]	[°C]	[ohm/km]	[kW/km]
ACSR Finch 564mm <sup>2</sup>	4	564	2,748	0.05144	56	0.0147	143.63
ACSR Martin 685mm <sup>2</sup>	4	685	3,006	0.04238	55	0.0121	118.34
LL-ACSR 756 mm <sup>2</sup>	4	756	3,135	0.03760	55	0.0107	104.99
LL-TACSR 490 mm <sup>2</sup>	4	490	4,063	0.05910	58	0.0170	165.02
TACSR Condor 403mm <sup>2</sup>	4	403	3,678	0.07330	60	0.0213	204.67

回線あたり 1,200MW の電力潮流とした場合、最も経済的な送電線は ACSR Martin 4 導体である。しかし、この送電線は初期投資コストが高く、追加の電源開発の不確実性を考慮すると、下表に示す 600MW から 1,000MW の範囲で経済的な送電線を選択するのが好ましいと考えられる (600MW に対する結果は表 9.1-9 を参照)。

表 9.1-11 回線あたり 800MW/1,000MW の場合の各送電線の年経費

Conductor		Annual cost for loss factor 0.85					
		Capital recovery	O&M	800 MW		1,000 MW	
				TL loss	Total	TL loss	Total
Name	MVA	[US\$/year]	[US\$/year]	[US\$/year]	[US\$/year]	[US\$/year]	[US\$/year]
ACSR Finch 564mm <sup>2</sup>	2,748	34,616	5,722	28,520	68,858	44,562	84,900
ACSR Martin 685mm <sup>2</sup>	3,006	41,656	6,885	23,497	72,038	36,714	85,255
LL-ACSR 756 mm <sup>2</sup>	3,135	48,437	8,006	20,846	77,289	32,573	89,015
LL-TACSR 490 mm <sup>2</sup>	4,063	31,744	5,247	32,767	69,758	51,198	88,189
TASCR Condor 403mm <sup>2</sup>	3,678	26,854	4,439	40,640	71,932	63,499	94,792

以上より、初期投資コスト、年経費や送電線の送電容量を考慮し、次の 2 つの送電線が本プロジェクトにとって適切な送電線である。

- ACSR Finch 4 導体
- LL-TACSR 490 mm<sup>2</sup> 4 導体

次表は上記 2 送電線の比較結果を示す。

表 9.1-12 ACSR Finch VS LL-TACSR 490mm<sup>2</sup>

Transmission line	ACSR Finch 564 mm <sup>2</sup> 4-bundle	LL-TACSR 490 mm <sup>2</sup> 4-bundle
Technology	Conventional	New
Weight of conductor	××	×××
Initial investment	××	×××
Loss at 600 MW	××	×××
Loss between 600 – 1200 MW	×××	××
Loss at 1200 MW	×××	××
Current carrying capacity	××	××××

JICA 調査団と PGCB は本プロジェクトで使用される送電線について協議を実施し、その結果、初期投資コスト、ロスのコスト、送電容量を考慮し、PGCB が使用される送電線を適切な時期に決定することとした。

### 9.1.2 電力系統解析の目的

本プロジェクトで開発される発電所の容量は大きく、電力系統に与える影響が大きいと推定されるため、本検討では通常時と送電線 1 回線事故時 (N-1) の電力系統の解析を実施する。表 9.1-13 に検討項目を示す。

将来、Matarbari CFPP 近辺は巨大な電力発電エリアとなる予定で、これらの発電電力はピーク需要、オフピーク需要の時間帯の両方において需要地であるダッカに送電される。今後開発される発電所で発電さえる電力を送電するための送電線も必要であり、電力開発計画はこれらを考慮しなければならない。世界銀行は現在 Anowara-Megnaghat 間の NG4 と呼ばれる 400kV 送電線プロジェクトを支援しており、本検討ではこのプロジェクトの結果を参考として考慮する。

本プロジェクトの発電容量は 1,200MW であるため、送電線の N-1 事故を考慮すると回線あたり 1,200MW 以上の送電容量を持つ送電線が必要となる。Matarbari 地域の電源開発計画の不確実性を仮定し、本検討では発電所運転開始年のピーク需要、オフピーク需要時間帯における解析を実施する。

表 9.1-13 電力系統解析検討項目

潮流計算	1. 電力潮流	電力潮流、送電ロス、想定事故解析（電力潮流は N-1 時にも送電線の定格容量を超過してはならない）
	2. 電圧	電力系統の通常時、N-1 時の電圧 -Normal condition: $\pm 5\%$ -N-1 condition: $\pm 10\%$
	3. 事故電流	事故電流の大きさ（事故電流が遮断器の遮断容量を超過しないよう計画）
安定度	4. 過渡安定度	送電線 1 回線事故時の発電機の安定度

### 9.1.3 検討ケースとその条件

下図は 2020 年ころの「バ」国南部の電力系統を示す。

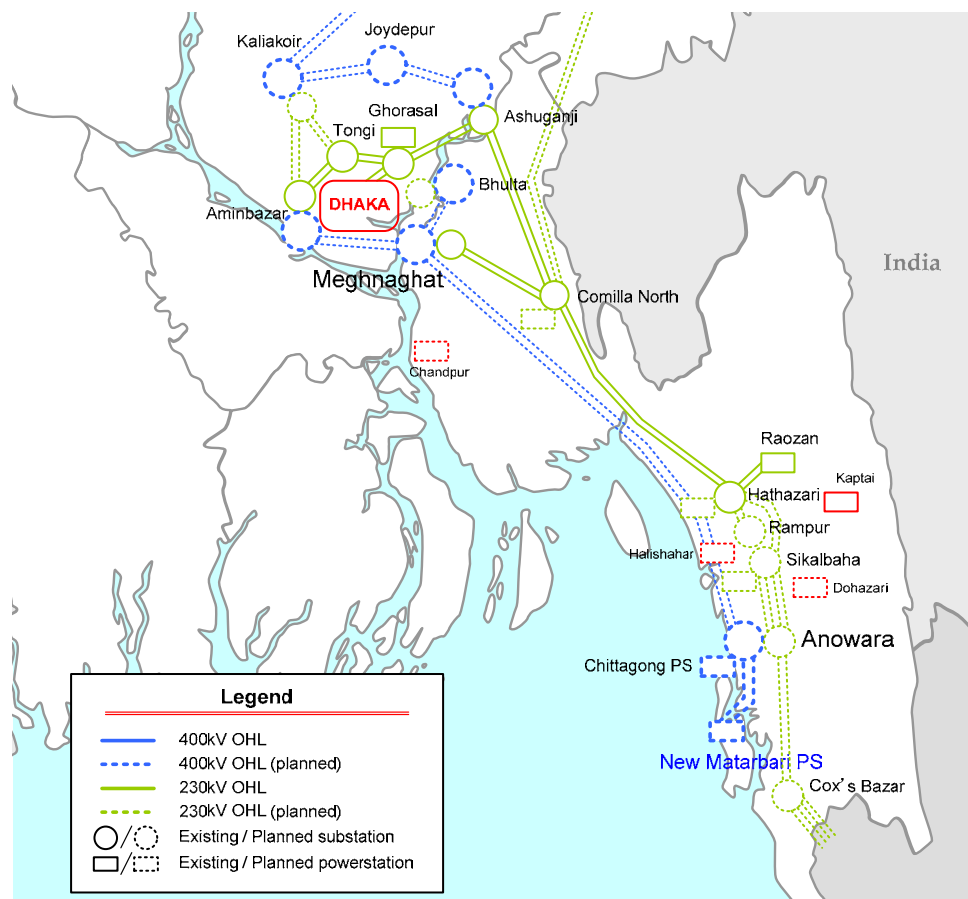


図 9.1-4 2020 年頃の電力系統

電源開発の不確実性を考慮し、本検討では 2020 年頃のピーク、オフピーク時のいくつかの電源パターンを検討する。次の表に「バ」国の Hathazari 以南の発電所リストと 2020 年頃の同地域の需給バランスを示す。

表 9.1-14 2020 年頃の Hatharzari 以南の発電所リスト

Power Stations	Fuel Type	MW
Kaptai	Hydro	220
Raozon	Gas	380
Barobkundo	Gas	22
Shikalbaha	Gas	375
Hathazari	Gas/F.Oil	98
Dohazari	Gas/F.Oil	102
LNG	LNG	225
Chittagong (public + private)	Imp. Coal	1,900
Matarbari	Imp. Coal	2,400
Power import from Myanmar	-	500
Total		6,222

表 9.1-15 2020 年頃の Hatharzari 以南の電力需給バランス

Total Installed Capacity	6,222 MW
Peak Demand	1,785 MW
Off-peak Demand	714 MW

上の表からわかるとおり、「バ」国では 4,300MW の容量を持つ発電所（1,900MW in Chittagong and 2,400MW in Matarbari）をベース電源として南部に建設する計画がある。2020 年頃からピーク需要は 1,785MW となるため、ピーク需要時の余剰発電力は世界銀行により支援が実施されている NG4 プロジェクト送電線と 230kV 送電線を含む南東部ーダッカ間送電線を通じてダッカに送電しなければならない。オフピーク需要はピーク需要の 40% となるため、南東部ーダッカ間送電線の電力潮流はピーク需要時と比較して大きくなる。JICA により支援が実施された“バングラデシュ人民共和国石炭火力発電マスタープラン・フォローアップ情報収集・確認調査”レポート（2012 年 3 月）では、ある電源パターンにおける当該区間の最大電力潮流は約 3,000MW であると報告されている。

一方、21013 年 4 月現在の情報によると、Chittagong 発電所の早期の開発はかなり不確実であり、新設 Matarbari CFPP 開発以降にずれると考えられている。これにより当該送電線の電力潮流が減るため、送電線にとってはプラスの影響を与える。

これらの状況を考慮し、JICA 調査団は異なる発電パターンを与える送電系統への影響を検討するため、次表で示す電源パターンを想定する。

表 9.1-16 2020 年頃の電源と需要パターン

Patterns	Pattern 1	Pattern 2	Pattern 3	Pattern 4
Demand	Peak	Peak	Off-Peak	Off-peak
Matarbari	1200	1200	1200	1200
Chittagong	1900	0	1900	0
Sikalbaha	374	374	374	374
Raozan	350	350	350	350
Kaptai	230	230	230	230
Dohazari	100	100	0	0
Halishahar	100	100	0	0
Hathazari	100	100	0	0

本検討では下表に示す送電線定数を適用する。

表 9.1-17 検討で使用した 400kV 送電線定数

Parameters	Ohm/km	pu/km
Positive R	0.018	0.0000111
Zero R	0.166	0.0001036
Positive X	0.270	0.0001690
Zero X	1.185	0.0007406
Charge	231,806	0.0069023

次表は過渡安定度の検討に使用した発電機定数を示し、新設発電機の慣性定数 H 以外は JICA の支援により実施された Power System Master Plan 2020 において使用された定数と同じである。

表 9.1-18 Machine

Machine	Power factor	R Source (pu)	X Source (pu)	RG Pos (pu)	XG Pos (pu)	RG Neg (pu)	XG Neg (pu)	RG Zero (pu)	XG Zero (pu)
Hydro plant	0.85	0.00009	0.25	0.00009	0.25	0.00009	0.25	0.00009	0.25
Thermal plant	0.85	0.00009	0.2	0.00009	0.2	0.00009	0.20	0.00009	0.20

表 9.1-19 Generator

Machine	Model	T'd0	T''d0	T'q0	T''q0	H	D	Xd	Xq	X'd	X'q	X''d	X1	S(1.0)	S(1.2)
Hydro plant	GENSAL	5	0.05	-	0.06	5.084	1	1.5	1.2	0.4	0.4	0.25	0.12	0.03	0.25
Thermal plant	GENROU	6	0.05	1	0.05	3	0	1.4	1.35	0.3	0.6	0.2	0.1	0.03	0.4
New coal plant	GENROU	6	0.05	1	0.05	6	0	1.4	1.35	0.3	0.6	0.2	0.1	0.03	0.4

表 9.1-20 Exciter

Machine	Model	TA/TB	TB	K	TE	EMIN	EMAX
Hydro plant	SEXS	0.1	10	100	0.1	0	5
Thermal plant	SEXS	0.1	10	100	0.1	0	5

表 9.1-21 Governor

Machine	Model	R	r	Tr	Tf	Tg	VELM	Gmax	Gmin	TW	At	Dturb	qNI
Hydro plant	HYG0V	0.05	0.5	10	0.05	0.5	0.17	1	0	2	1.2	0.5	0.08
Machine	Model	R	T1	VMAX	VMIN	T2	T3	Dt					
Thermal plant	TGOV1	0.05	0.5	1.5	0	1.8	6	0					

#### 9.1.4 電力潮流計算

400kV、230kV 送電線の N-1 事故時において、過負荷する送電線の有無を検討する。



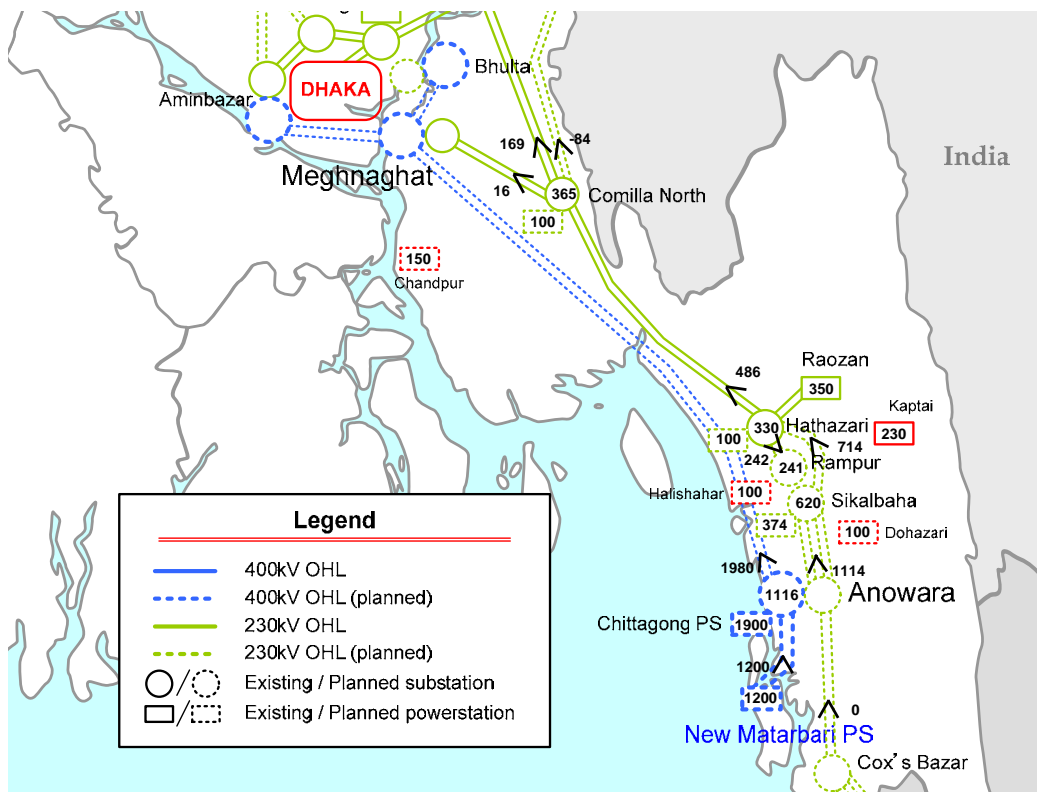


図 9.1-5 Pattern 1 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttgn: 1900MW Peak)

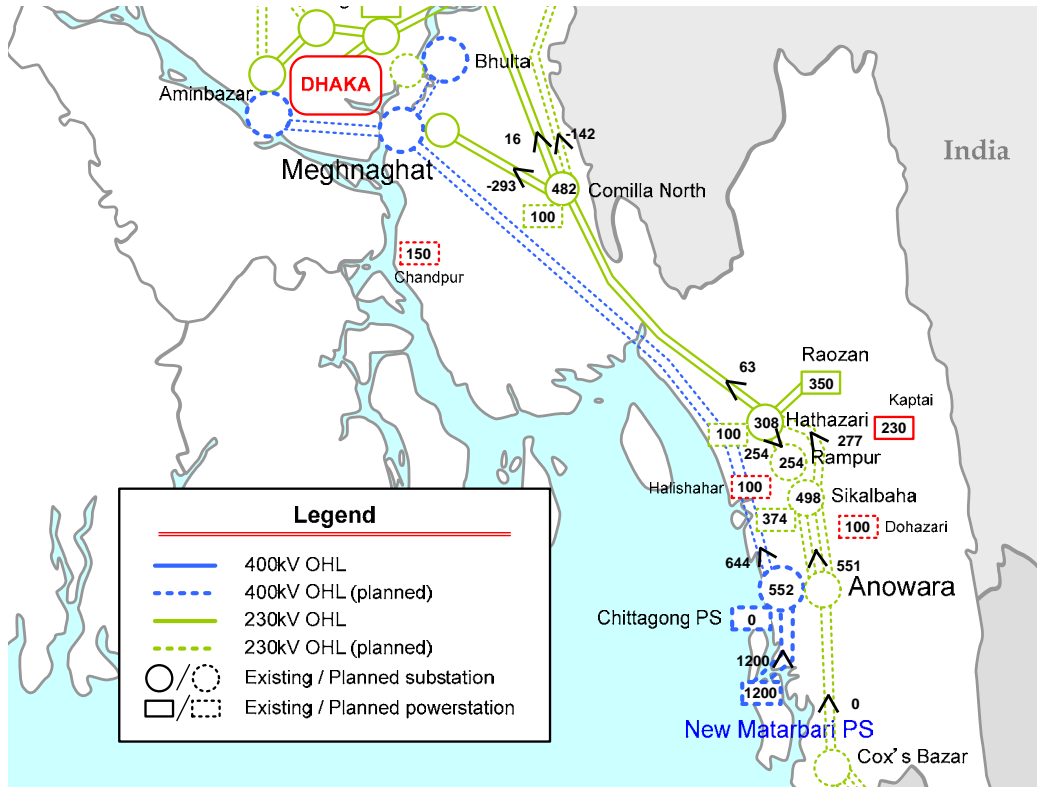


図 9.1-6 Pattern 2 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttgn: 0MW Peak)

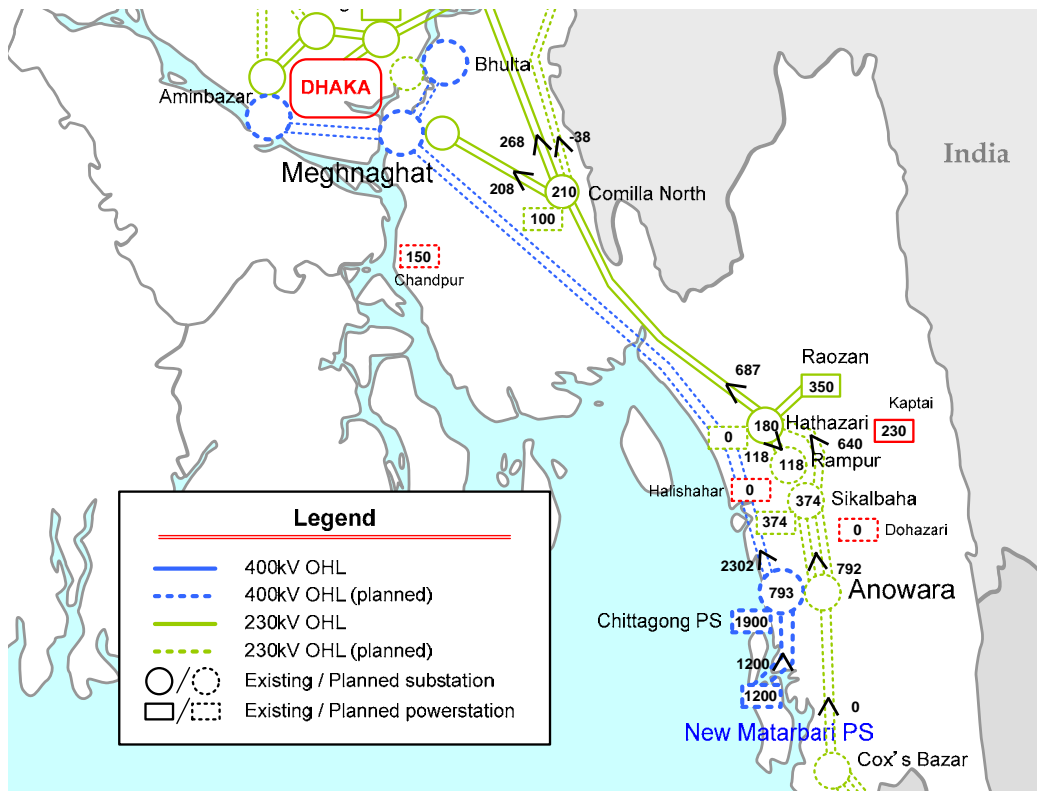


図 9.1-7 Pattern 3 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttgn: 1900MW Off-Peak)

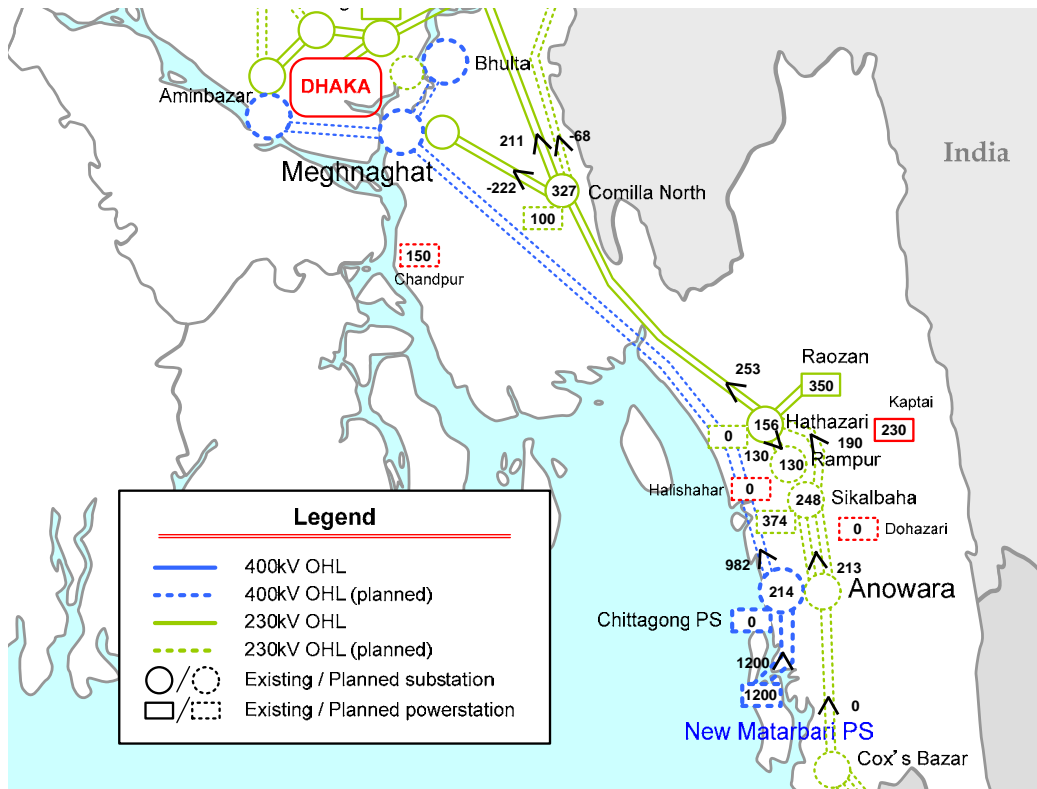


図 9.1-8 Pattern 4 の電力潮流図 (Mtbr: 1200, Chttgn: 0MW Off-Peak)

上図からわかるとおり、一般的に 1,900MW の発電容量を持つ Chittagong 発電所が開発されると (Pattern 1 & 3)、この余剰発電力をダッカに向けて送電する必要があるため、南部地域の送電線には大きな電力潮流が流れる。Pattern 1 では地域需要が大きくなるため、南部地域の 230kV 送電線が最も過酷な状況となる。一方、南部地域の需要が小さい Pattern 3 において、400kV Anowara-Meghnaghat 送電線の電力潮流は最大となる。

#### 9.1.5 N-1 想定事故計算

送電線 1 回線事故 (N-1) 時に発生する過負荷送電線の有無を検討する。N-1 時において、送電線の過負荷は許容しない。1,900MW の Chittagong 発電所が開発された場合、ピーク需要時に Anowara と Shikalbaha 間に大きな電力が流れるため、この区間に 4 回線の 230kV 送電線を想定した。次表に検討結果を示す。

表 9.1-22 想定事故計算結果

Pattern	Tripped lines	Overloaded lines	Voltage Violation
Pattern 1	400kV Anowara-Meghnaghat	230kV Hathazari-Comilla North 2cct 101.7%	n/a
	230kV Hathazari-Sikalbaha	230kV Hathazari-Sikalbaha 1cct 101.2%	n/a
Pattern 2	-	No overloaded lines	n/a
Pattern 3	400kV Anowara-Meghnaghat	230kV Hathazari-Comilla North 2cct 137.5%	n/a
	230kV Hathazari-Sikalbaha	230kV Hathazari-Sikalbaha 1cct 110.7%	n/a
Pattern 4	-	No overloaded lines	n/a

ピーク需要時間帯に N-1 事故時に 2 つの 230kV 送電線が過負荷する。南部地域に位置する発電所の発電力が Comilla 地域に向けた 230kV 送電系統に流れるため、ピーク需要時に Sikalbaha-Hathazari-Comilla North の 230kV2 回線送電線が過負荷する傾向にある。これらの送電線の過負荷は直接本プロジェクトの実現可能性に影響を与えないが、N-1 基準を満足するために計画されている 230kV Hathazari-Sikalbaha の増容量、Hathazari と Comilla North の間に追加の送電線 (回線) を開発が望ましい。なお、PGCB のグリッドコードによると系統電圧は N-1 想定事故時に定格電圧の±10%以内に維持されなければならないが、どの検討パターンにおいてもこの違反は生じていない。

#### 9.1.6 事故電流解析

事故電流は接続される発電機の数が増加するにつれて大きくなるため、事故電流はオフピーク需要時よりもピーク需要時の方が高くなる。次表は計算に使用した PSSE の automatic sequencing fault calculation (ASCC) を用いて計算した、「バ」国南部地域の 400kV および 230kV 母線の事故電流値を示す。次表で示される通り、事故電流値は遮断器の定格遮断電流値以下であることが確認できる。

表 9.1-23 事故電流値

[kA]

Voltage	Buses	Allowable limit	Pattern 1		Pattern 2	
			3LS	1LG	3LS	1LG
400kV	Matarbari	63 kA	17.6	10.2	13.4	8.5
400kV	Anowara	63 kA	24.2	16.5	14.9	11.0
230kV	Anowara	50 kA	29.4	22.8	23.5	20.2
230kA	Sikalbaha	50 kA	28.2	23.8	23.9	21.7
230kA	Hathazari	50 kA	23.8	22.0	21.8	21.0

### 9.1.7 過渡安定度解析

400kV Anowara – Matarbari – Meghnaghat 送電線のうち 1 回線が突然の事故により遮断された際、電力系統に接続された発電機が安定に運転されるかを検証するための過渡安定度解析を実施した。定性的には、潮流が大きく、長い送電線に接続された発電機は不安定になりやすい。そのため、本検討では Pattern 1 と 3 における過渡安定度解析を実施した。この検討では、事故後 100 (ms) で事故が発生した 400kV 送電線が遮断されると想定し、9.1.3 節に示す発電機定数を使用した。

次表・図に検討結果を示す。結果から分かる通り、Pattern 3 において 400kV Anowara-Meghnaghat に事故が発生した場合、発電機が不安定になる。これは、Pattern 3 では Chittagong 地域における需要が小さく、大きな電力をダッカに向けて送電しなければならないためである。

Pattern 3 の条件を緩和し、Raozan 発電所 (350 MW) と Kaptai 発電所(230 MW)が系統に接続されていない場合の検討を実施した。この条件においても、Anowara 変電所付近の事故が原因で 400kV Anowara-Meghnaghat 線が遮断された場合、発電機は不安定になることが確認された。

過去の検討では 400kV Anowara-Meghnaghat 線として 3 回線または 4 回線を想定していたため、上記のような事故時でも全ての発電機が安定に運転可能であった。本検討でも仮に Anowara と Meghnaghat 間に 3 回線以上の送電線を想定すると、同様な結果が得られた。ただし、この送電線は NG4 と呼ばれる世界銀行の支援により実施されているプロジェクトの対象送電線であり、まだこの検討は終了していない。

本検討では発電機モデルとして典型的なモデルを使用しており、これらのモデル誤差が不安定となる結果を導いている可能性もあるため、今後の検討において過渡安定度解析のための定数を再評価する必要がある。

表 9.1-24 過渡安定度解析結果

遮断送電線	事故	パターン	結果
400kV Matarbari – Anowara	near 400kV Matarbari bus on the tripped line	Pattern 1	stable
		Pattern 3	stable
	near 400kV Anowara bus on the tripped line	Pattern 1	stable
		Pattern 3	stable
400kV Anowara – Meghnaghat	near 400kV Anowara bus on the tripped line	Pattern 1	stable
		Pattern 3	unstable
	near 400kV Meghnaghat bus on the tripped line	Pattern 1	stable
		Pattern 3	unstable

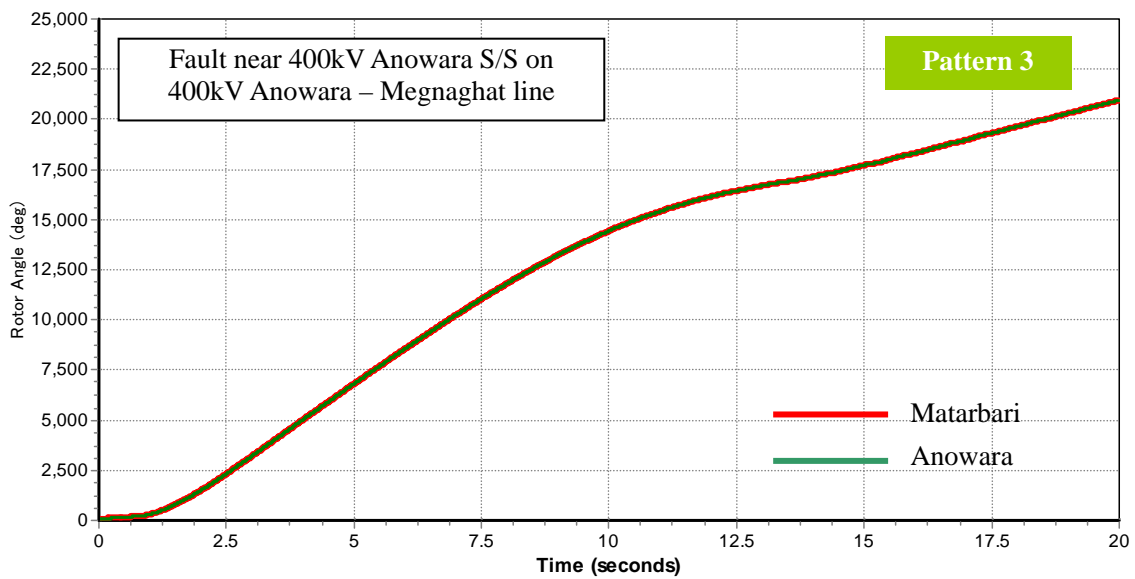
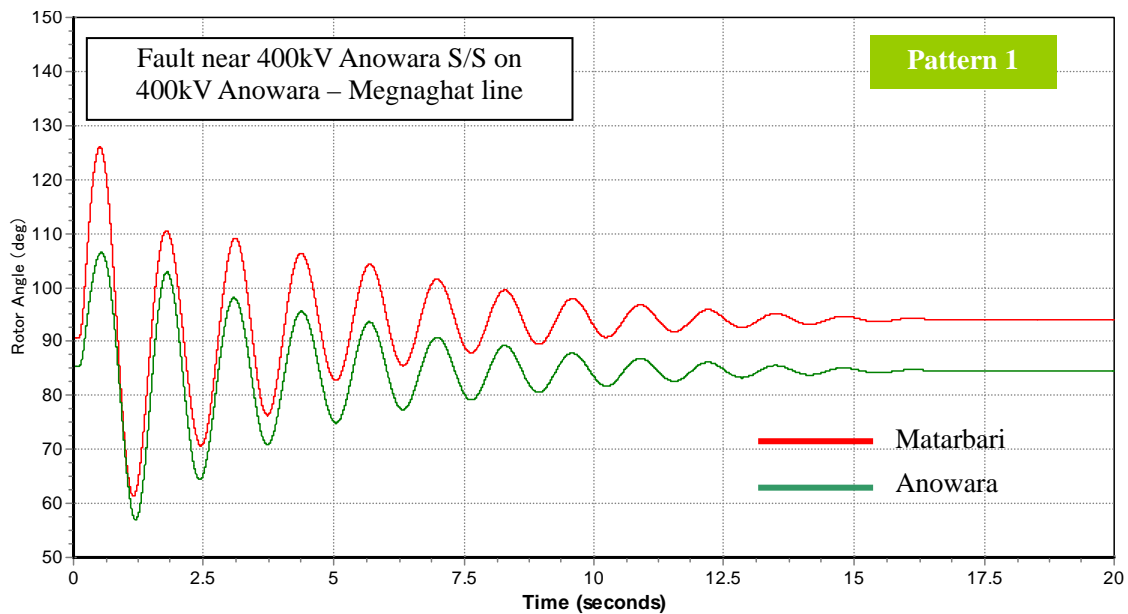


図 9.1-9 Matarbari および Chittagong 発電所の発電機位相角

## 9.2 送電線

### 9.2.1 送電線ルート概要

調査団は、PGCB と Anowara 変電所～Matarbari CFPP 間の現地調査及び協議を 2012 年 9 月と 11 月に実施した。

なお、現地調査に先立ち、PGCB より将来的に計画されている Maheskhali～Anowara 変電所間送電線との交差を避け、当該送電線ルート用地を確保できるようなルート選定が求められた。現地調査及び PGCB との協議の結果、調査団は地方道 R170 の西側を R170 に並走するルートを選定した。このルートは、将来的に計画されている Maheskhali～Anowara 変電所間送電線と交差せず、当該送電線ルート用地を確保できるものである。さらに、この区間には保護林や横過を要する既設の特別高圧送電線もなく、また、R170 に並走することで送電線の建設及び保守が比較的容易になる。当初、対案として考えられた国道 N1 に並走するルートについては、当該地域に保護林があること、N1 沿いに既設 132kV 送電線があること及び送電線亘長が約 80km に延びること等、前述ルートに比べて適さないものと判断された。

#### ◆ 送電線ルート長：約 61.5 km

当該ルート周辺の地形は概ね平坦で農地や塩田となっている。

選定された Matarbari CFPP～Anowara 変電所間送電線ルートの概要は次の通りである。

- ◇ 当該送電線は、Matarbari CFPP 開閉所の東側から引き出される。開閉所の北側及び東側は灰捨場予定地のため、引出線はまず引留鉄構から南東へ向かい、灰捨場を迂回するように北東方向へ Matarbari CFPP の南側境界に並行して進む。Matarbari CFPP 引き出し区間を図 9.2-1 に示す。



図 9.2-1 Matarbari CFPP 引き出しルート

- ◇ ルートは、Khalia 川等いくつかの水路を横断しながら北東へ進み、Cox's Bazar 地区の Pekua に達する。
- ◇ ルートは Upazila Pekua と Upazila Banskhalia を R170 の西側約 2km の位置を北上する。この区間ではルートは海岸から約 4km 程度に位置する。



- ◇ その後、ルートは Sangu 川を横断、北西へ向かい、Upazila Anowara に予定される Anowara 変電所に達する。Sangu 川横断及び Anowara 変電所引き込み区間を図 9.2-2 に示す。



図 9.2-2 Sangu 川横断及び Anowara 変電所引き込みルート

調査団は、極力少ない居住地を通過するようなルートの角度点を選定した。次表にルートの主な角度点の座標を示す。

表 9.2-1 主な角度点の座標

主な角度点	座標	
	緯度	経度
P1	22°10'58.51"N	91°50'14.92"E
P2	22°10'16.75"N	91°52'26.63"E
P3	22°09'57.49"N	91°52'42.85"E
P4	22°06'45.38"N	91°53'18.84"E
P5	22°02'29.27"N	91°55'43.48"E
P6	21°50'45.90"N	91°57'19.40"E
P7	21°49'28.90"N	91°56'55.23"E
P8	21°47'11.49"N	91°56'38.30"E
P9	21°42'21.48"N	91°54'11.32"E
P10	21°41'58.06"N	91°53'37.65"E
Gantry (tentative)	21°42'04.41"N	91°53'14.76"E

また、次表は角度点間の区間長を示す。

表 9.2-2 概略区間長

区間	ルート長
P1-P2	4.0 [km]
P2-P3	1.0 [km]
P3-P4	6.0 [km]
P4-P5	9.0 [km]
P5-P6	22.0 [km]
P6-P7	2.5 [km]
P7-P8	4.5 [km]
P8-P9	10.0 [km]
P9-P10	1.5 [km]
P10-Gantry	1.0 [km]
合計	約 61.5 [km]

調査地点周辺の状況は次の通り。



Anowara 発電所地点



Anowara 変電所引き込み地点



Sangu 川北側の状況 (P2・P3 付近)



Sangu 川南側の状況 (P4 付近)





Sangu 川 (R170 より撮影)



R170 西側の状況



調査時に車両通行できなかった橋 (Pekua)



Matarbari CFPP 地点 (雨季撮影)



P6 付近の状況



P8 付近の状況



P8 地点方向の状況（南西から撮影）



P9・P10 地点方向の状況（北側から撮影）

選定された送沿線ルートを図 9.2-3 に示す。

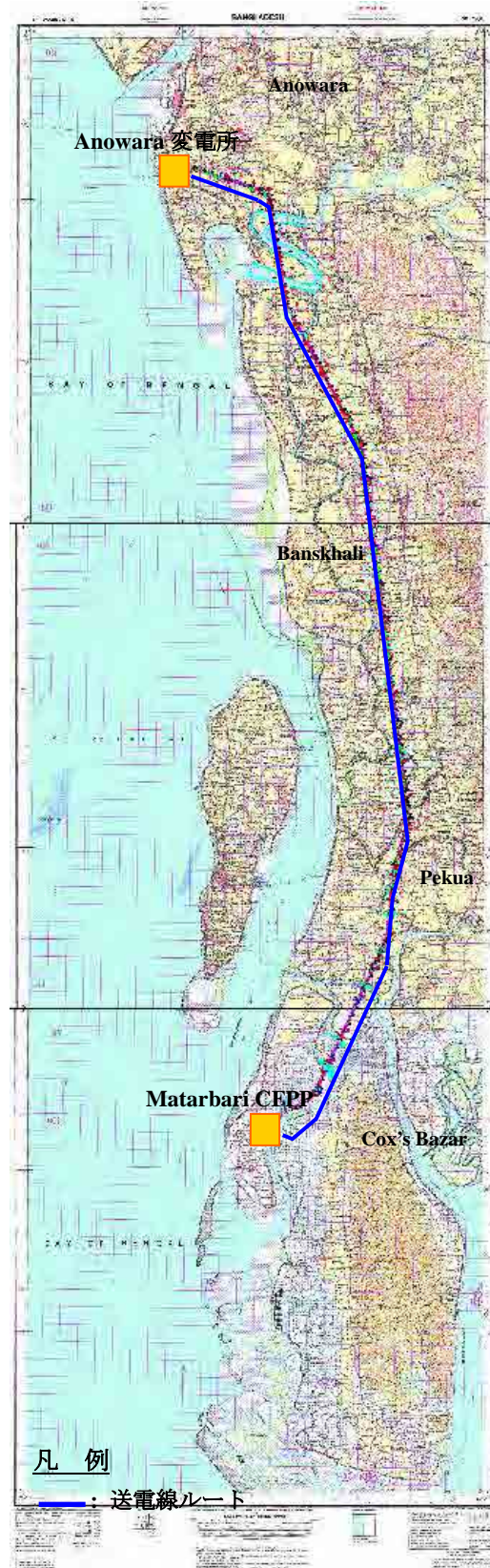


図 9.2-3 送電線概略ルート図

## 9.2.2 送電線概略設計

### (1) 概要

この項では、建設中の Bibiyana–Kaliakoir 間 400kV 送電線プロジェクトの設計条件に基づいて、対象送電線の設計条件を想定する。本設計条件は、NG-4 プロジェクト (Anowara-Meghnaghat 間 400kV 送電線) の F/S 完了後、その設計条件を考慮し適宜修正されるものである。

### (2) 設計条件

#### a) 気温

最高気温: 40 °C

最低気温: 5 °C

年平均気温: 35 °C

#### b) 風速

Cox's Bazar における基準風速: 260km/h (BNBC '93 に準拠)

上記風速に基づく地上 10m における 10 分間平均風速を適用

#### c) 最過酷設計条件及び EDS 条件

条件	気温	風速
最過酷	5 °C	(2) b)参照
EDS	30 °C	無風

#### d) 年間最大雨量: 2,500 mm

#### e) Isokeraunic Level (IKL): 80 日

#### f) その他の条件

最大湿度: 100 %

平均湿度: 80 %

#### g) 安全率

送電設備に係る安全率は次の通り。

##### ➤ 電線・地線

最過酷条件: 支持点において UTS (引張破断強度) に対し 2.0 (河川横断箇所は 1.33)

EDS (常時荷重)条件: 支持点において UTS に対し 5.0

##### ➤ がいし装置

支持点の最過酷時張力が RUS に対し 2.5

##### ➤ 鉄塔

常時条件=最過酷条件: 部材の降伏点強度に対し 1.25

断線時条件=常時条件+地線または電線 1 条の断線荷重: 部材の許容強度に対し 1.05

##### ➤ 基礎

鉄塔型	4DL	4D1, 4D25(4DXP), 4D45, 4DT60
常時条件	1.33	1.60
断線時条件	1.60	1.90

(3) 電線・地線設計

a) 電線及び地線の設計条件は次の通り。

荷重条件	風速	風圧	電線温度	安全率
最過酷時	(2) b)参照	120 kg/m <sup>2</sup>	5 °C	2.0 (50% UTS)
常時 (EDS)	無風	0 N/m <sup>2</sup>	30 °C	5.0 (20% UTS)

b) 電線・地線線種

送電容量と年間費用に基づく検討から、低ロス型電線 LL-TACSR/AS 490mm<sup>2</sup> の 4 導体と従来型 ACSR 電線 Finch 564mm<sup>2</sup> の 4 導体が候補電線として挙げられる。電線及び地線の技術的特性は次の通り。

表 9.2-3 電線の技術的特性

	LL-TACSR/AS 490mm <sup>2</sup>	Finch
Component of stranded wires	TAL <sup>1</sup> : 12/TW <sup>2</sup> [Nos./mm] TAL: 8/TW [Nos./mm] 14AS <sup>3</sup> : 7/3.5 [Nos./mm]	Al: 54/3.647 [Nos./mm] St: 19/2.189 [Nos./mm]
Overall sectional area [mm <sup>2</sup> ]	525.8 [mm <sup>2</sup> ]	636.9 [mm <sup>2</sup> ]
Overall diameter [mm]	27.0 [mm]	32.83 [mm]
Nominal weight	1,609 [kg/km]	2,131 [kg/km]
Ultimate tensile strength	12,593 [kg] (123.5 kN)	17,800 [kg] (174.6 kN)
Modulus of elasticity	68,900 [MPa]	78,000 [MPa]
Coefficient of linear expansion	21.2 [10 <sup>-6</sup> /C]	19.6 [10 <sup>-6</sup> /C]
DC resistance at 20 deg. C	0.0591 [ohm/km]	0.05144 [ohm/km]
Allowable continuous operation temperature	150 [deg. C]	80 [deg. C]

表 9.2-4 地線の技術的特性

	Dorking	OPGW
Component of stranded wires	Al: 12/3.203 [Nos./mm] St: 7/3.203 [Nos./mm]	AC: 26/2.65 [Nos./mm] OP unit: 1/6.1 [Nos./mm]
Overall sectional area	153.1 [mm <sup>2</sup> ]	158 [mm <sup>2</sup> ]
Overall diameter	16.02 [mm]	16.7 [mm]
Weight	708.9 [kg/km]	860 [kg/km]
Ultimate tensile strength	8,490 [kg] (83.3 kN)	10,000 [kg] (98.1 kN)
Modulus of elasticity	10,707 [kg/mm <sup>2</sup> ]	12,300 [kg/mm <sup>2</sup> ]
Coefficient of linear expansion	15.3 [10 <sup>-6</sup> /C]	14.4 [10 <sup>-6</sup> /C]
DC resistance at 20 deg. C	0.2986 [ohm/km]	0.3230 [ohm/km]
Number of optical fiber	-	48

c) 標準径間長

鉄塔間標準径間長: 400 m

(4) がいし設計

a) がいし種類と形状

IEC60305 に準拠するボールソケット型標準磁器製懸垂がいしを選定する。

<sup>1</sup> TAL: Thermal resistant aluminum alloy

<sup>2</sup> TW: Trapezoid wire

<sup>3</sup> AS: Aluminum-clad steel



表 9.2-5 がいし形状

線種	Type	連結	高さ	直径	RUS	がいし吊型
LL-TACSR/AS 490mm <sup>2</sup>	Normal type	Ball and Socket	170 mm	320 mm	210 kN	Suspension
			195 mm	505 mm	300 kN	Double tension
Finch	Normal type	Ball and Socket	195 mm	505 mm	300 kN	Suspension
			205 mm	550 mm	400 kN	Double tension

b) 連あたりのがいし個数

適用するがいし形状及び海岸近くの既設変電所における設計条件（漏れ距離：25mm/kV）に基づき 20～26 個と想定されるが、具体的には詳細設計段階において適切な漏れ距離に基づき決定することになる。

c) がいし装置の機械的強度

がいし装置の機械的強度は、次表の最小安全率を満たすよう決定する。

表 9.2-6 がいし装置の最小安全率

条件	安全率
最過酷条件	2.5 (40% RUS)

d) がいし連数

がいし装置は 1 連または 2 連で、表 9.2-6 に示す安全率に基づき、また、がいし形状によって決定する。

(5) 電線地上高

当該送電線の最小電線地上高は次の通りとする。

表 9.2-7 最小電線地上高

地区区分	最小電線地上高
地面	11.0 [m]
建造物・構造物	7.0 [m]
樹木	5.5 [m]
道路	14.0 [m]
鉄道	18.0 [m]
河川横断	22.0 [m]

(6) 鉄塔形状

a) 地線の絶縁設計

地線条数及び雷遮蔽角は次の通り。

条数: 2 条

最小雷遮蔽角: 0 度

b) 鉄塔形状

次表の標準的な 6 型の鉄塔形状を想定する。図 9.2-4～図 9.2-8 に Bibiyana – Kaliakoir 400 kV 送電線の鉄塔形状図を示す。

表 9.2-8 鉄塔型と適用条件

鉄塔型	使用箇所	適用線路水平角	がいし吊型
4DL	Intermediate	00 - 01	Suspension
4D1	Angle	00 - 03	Heavy Suspension
4D25 (4DXP)	Angle (Transposition)	00 - 25	Tension
4D45	Angle/Reinforcement	25 - 45	Tension
4DT60	Angle	45 - 60	Tension
	Terminal	0 -30 (Angle of Entry)	Tension

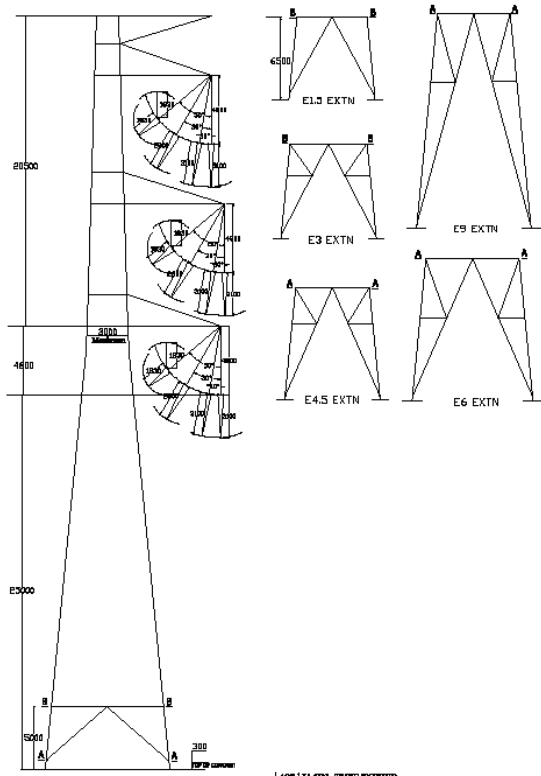


図 9.2-4 4DL Type Tower

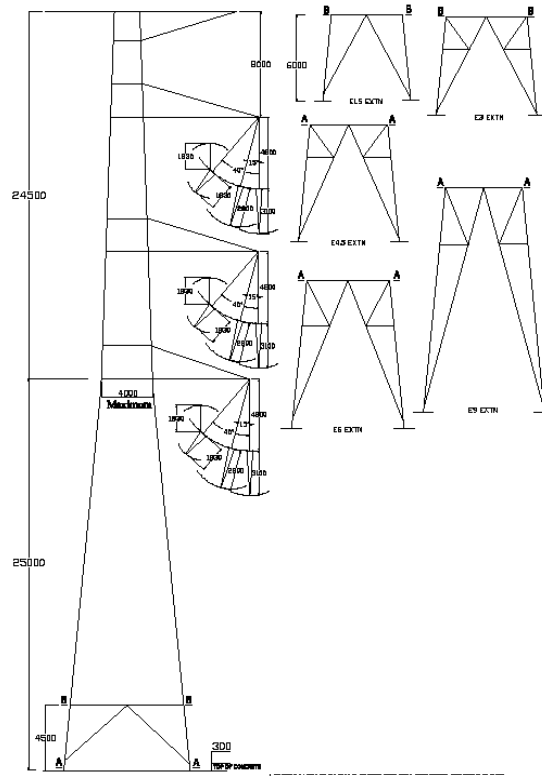


図 9.2-5 4DT60 Type Tower

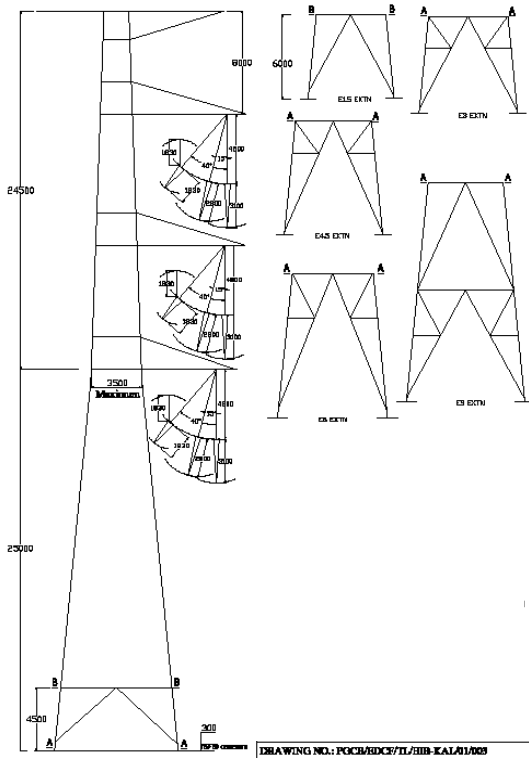


図 9.2-6 4D25 Type Tower

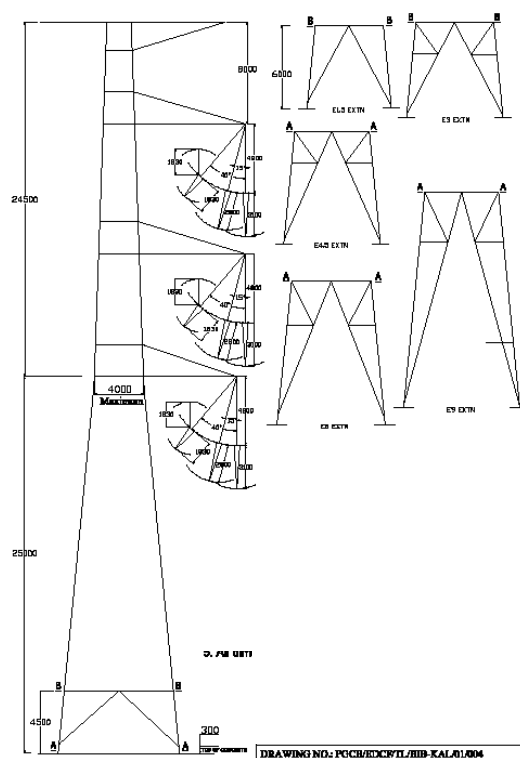


図 9.2-7 4D45 Type Tower

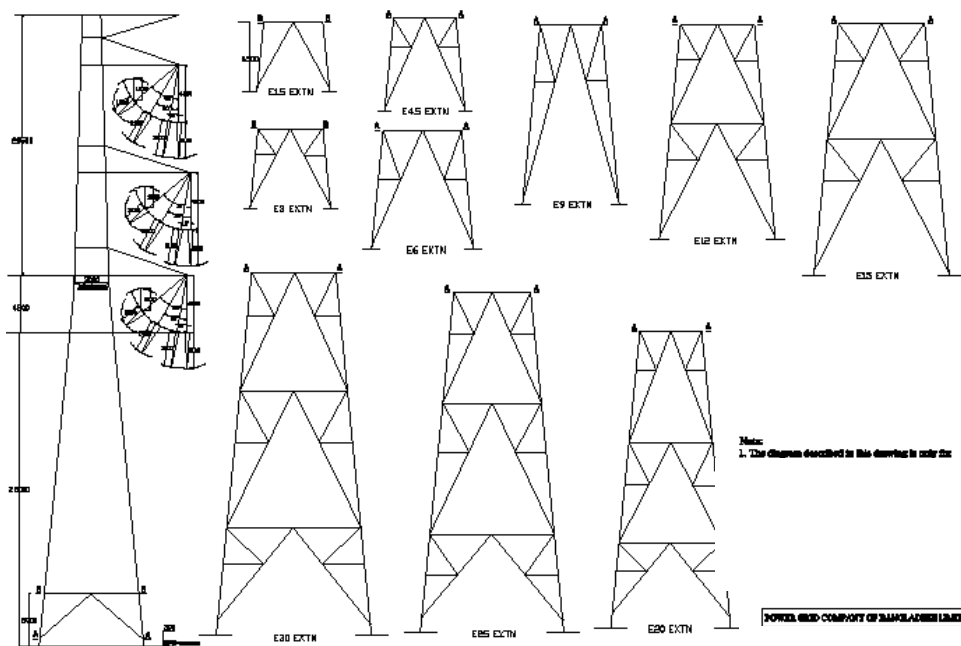


図 9.2-8 4D1 Type Tower

(7) 基礎形状

基礎型は鉄塔毎に逆 T 字基礎または杭基礎が適用されるものと想定するが、各基礎形状は詳細設計段階で地質調査及びボーリング調査結果に基づき決定することになる。



9.2.3 送電線の資材数量

(1) 鉄塔基数及び鉄塔総重量

選定されたルートに基づく鉄塔基数は次表のように見積られる。耐張鉄塔間の連続径間は平坦地において 15 径間または 5 km を超えないものとする。また、住宅地横過を避けるためのある程度のルート調整を考慮する。

**表 9.2-9 鉄塔基数**

区間	ルート長	鉄塔基数		
		耐張鉄塔	懸垂鉄塔	合計
Matarbari CFPP - Anowara SS	61.5 [km]	37	120	157

(2) 電線・地線数量

電線・地線数量は、それらの条数とルート長の積で算出され、5%の弛度及び架線工事余長を考慮する。

**表 9.2-10 電線・地線数量**

線種	導体数	相数	回線数	ルート長 [km]	電線・地線長 [km]
LL-TACSR/AS 490mm <sup>2</sup> or Finch	4	3	2	61.5	1550
Dorking	1	-	1	61.5	65
OPGW	1	-	1	61.5	65

(3) がいし装置数量

がいし及びがいし装置数量は懸垂・耐長鉄塔基数から算出される。

**表 9.2-11 がいし及びがいし装置数量 (適用電線: LL-ACSR/AS 490mm<sup>2</sup>)**

がいし吊型	項目	数量	装置数	鉄塔基数	合計
Suspension	210kN Insulator	26	6	114	17,784
	Single string set	1			
Heavy suspension	210kN Insulator	26*2	6	6	1,872
	Double string set	1			
Tension	300kN Insulator	21*2	12	37	18,648
	Double string set	1			
	210kN Insulator	26	6		5,772
	Jumper support	1			

**表 9.2-12 がいし及びがいし装置数量 (適用電線: Finch)**

がいし吊型	項目	数量	装置数	鉄塔基数	合計
Suspension	300kN Insulator	21	6	114	14,364
	Single string set	1			
Heavy suspension	300kN Insulator	21*2	6	6	1,512
	Double string set	1			
Tension	400kN Insulator	20*2	12	37	17,760
	Double string set	1			
	300kN Insulator	21	6		4,662
	Jumper support	1			

#### 9.2.4 スペアパーツ、工具及び計測機器類

送電線の設計仕様は全線に亘って共通である。完成後の送電線の保守は、PGCB の各地域担当の支所が所管することになるが、スペアパーツ、工具及び計測機器類は各支所間の共用も考慮して調達することが必要である。調達品目や数量は詳細設計段階で決定することになるが、主な品目として下記を想定する。

a) 送電線保守用資材

代表的な鉄塔型の鉄塔スペア、損傷部材取替用の鍍金鋼材及びボルト、電線・架空地線及びそれら付属品のスペア、がいしおよびその金具類等

b) 工具及び計測機器

外資交換器、現場加工用工具、絶縁接地棒、絶縁抵抗測定器、保守要員装備品、巡視・点検用車両等

スペアパーツ、工具及び計測機器類の調達費は送電線資材代合計の 5%とし、事業費に加える。

9.3 400kV Anowara 変電所（既設系統との接続点）

9.3.1 変電所概要

(1) はじめに

この項では、Matarbari CFPP から 400kV 送電線 2 回線で送電し、Anowara 火力発電所引き出し口の Anowara 変電所に接続するよう計画されていることから、この変電所の増設工事についての概略設計を実施した。このプロジェクトでは、Anowara 変電所は PGCB の当初案通り 2018 年までに、計画中の Anowara 火力発電所が建設され変電所もできていることを想定して実施した。

一方で、現状、Anowara 火力発電所プロジェクトの進展が非常に不明確であるため、PGCB では当初案とは別に図 9.3-1 のような代替の接続案を検討している。その案とは、現状 Chittagong 地域へ供給している既設の 132kV Madunaghat 変電所の近隣に新 400kV 変電所を建設し、もし Anowara 火力プロジェクトの進捗が遅延した場合は Matarbari CFPP からの送電線を直接その新 400kV Madunaghat 変電所に引き込むという案。

もし、Anowara 火力プロジェクトが遅延する場合は、2020 年までの Chittagong 地域の系統計画に関わる追加検討（将来構想検討）を PGCB と JICA 間で共同実施する必要がある。その際には、Matarbari CFPP から送電するために、今回送電線ルート調査を実施しない区間（Anowara 地域から新 400kV 変電所まで）の追加調査およびこの区間の EIA 評価検討を含めることも必要である。

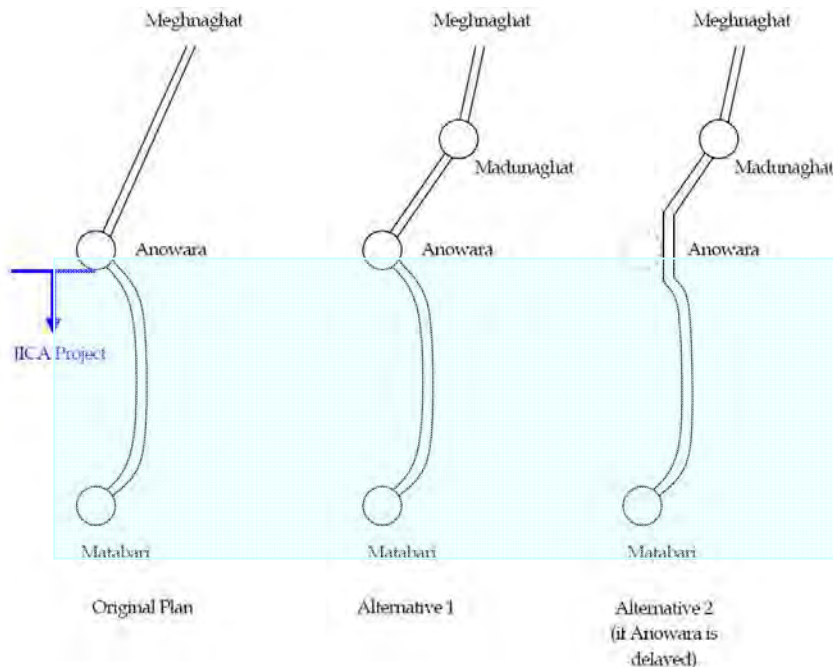


図 9.3-1 PGCB による Chittagong 地域の 400kV 系統検討案

(2) 設計概念

1) 増設機器

Anowara 変電所の増設設備は、本プロジェクトの Matarbari CFPP から引き出される 400kV 送電線 2 回線を引き込むための 400kV 開閉器設備のみである。新発電所で発電される 600MW の電力については、Anowara 変電所では 230kV 系統への潮流はなく、Dhaka 周辺の Meghnaghat 変電所までそのまま 400kV 系統で送電するものと想定される。

## 2) 400kV 開閉器ヤード

Anowara 変電所の 400kV 開閉器設備は、従来形の屋外設置の機器とし、400kV 母線は 1+1/2 母線構成とする。本プロジェクトでは、その場合の新送電線 2 回線用の 400kV 母線へ接続するための設備を設計するものとする。

遮断器の機器仕様に関しては、短絡電流の遮断責務を本プロジェクトで実施した電力系統の解析結果から 40kA とする。

## 9.3.2 変電所の概略設計

### (1) 設計条件

本プロジェクトの現地は、地震の影響はあまりない地域と考慮し、地震係数は 0.2G とする。大気汚染の影響もあまりなく、特殊な碍子設計や洗浄設備は不要とする。また、その他の気候条件については、400kV Kaliakoir 変電所プロジェクトで使用した条件と同様に以下の通りとする。

- 最高周囲温度 : 45°C
- 最低周囲温度 : 4°C
- 最高日平均温度 : 35°C
- 最高年平均温度 : 25°C
- 最高風速 : 160 Km/h
- 最低風速 : 3.2 Km/h
- 日射量 : 100 mW/sq.cm
- 雨量 : 2.5 m/年
- 相対湿度, 最高 : 100%
- 相対湿度, 平均 : 80%
- 大気汚染 : 軽度
- 土壌 : 沖積層
- 雷撃レベル (雷雨days/year) : 80 days/year

なお、詳細設計を実施する際は、全ての上記条件について Anowara 発電所プロジェクトで使用されるデータとの整合が必要である。

### (2) 機器仕様

400kV 主要機器は、下記に記す。なお、IEC 規格に準拠するものとする。

#### a) 遮断器

400kV 遮断器は、SF6 ガスタイプとし、1 相あたり 2 点开きの単相ポール形を採用する。遮断器は、IEC 60056, 60694, および 62271-100 規格に準拠するものとする。

主な仕様は以下の通り。

- タイプ live tank type

---

➤ 定格電圧	420 kV
➤ 定格周波数	50 Hz
➤ 定格短絡遮断電流	40 kA
➤ 定格電流	2000 A
➤ LIWV	1425 kV

b) 断路器

400kV 断路器は、電気モーターによる水平開きタイプの単相ポール形を採用する。断路器は、IEC 62271-102 規格に準拠するものとする。

主な仕様は以下の通り。

➤ タイプ	水平中間開きタイプ
➤ 定格電圧	420 kV
➤ 定格周波数	50 Hz
➤ 定格電流	2000 A
➤ LIWV	1425 kV

c) 避雷器

400kV 避雷器は、IEC 60099 規格に準拠するものとする。

主な仕様は以下の通り。

➤ タイプ	酸化亜鉛形ギャップなし
➤ 定格電圧 (実効値)	390 kV
➤ 継続運転電圧	303 kV
➤ 放電クラス	Heavy duty 3
➤ 定格周波数	50 Hz

d) 変流器

400kV 変流器は、油絶縁タイプを採用する。

主な仕様は以下の通り。

➤ タイプ	碓子ポール形
➤ 比率	2000/1 A
➤ 精度階級	母線保護用: class X 送電線保護用: 5P20 計測用: class 0.2
➤ 負担	30 VA

e) 計器用変圧器

400kV 計器用変圧器は、油絶縁タイプを採油する。

主な仕様は以下の通り。

➤ タイプ	碓子ポール形
➤ 電圧比	420/√3 kV / 110V/√3 V
➤ 精度階級	保護用: 3P 計測用: 0.2
➤ 負担	150 VA

---

f) 保護リレーシステム

400kV 送電線保護用として、以下の保護リレーシステムを本プロジェクトに採用する。

- 転送トリップ(主保護)、 距離リレー(後備保護)
- 電流差動リレー(主保護)

(3) 機器レイアウト

9.3.1 の設計概念から、単線結線図を検討し、図 9.3-2 に示す。Anowara 発電所プロジェクトにおいて、まだ単線結線図が作成されていないため、スコープ外設備(点線部)を仮に想定し、本プロジェクトの 400kV 設備をそれに反映している。

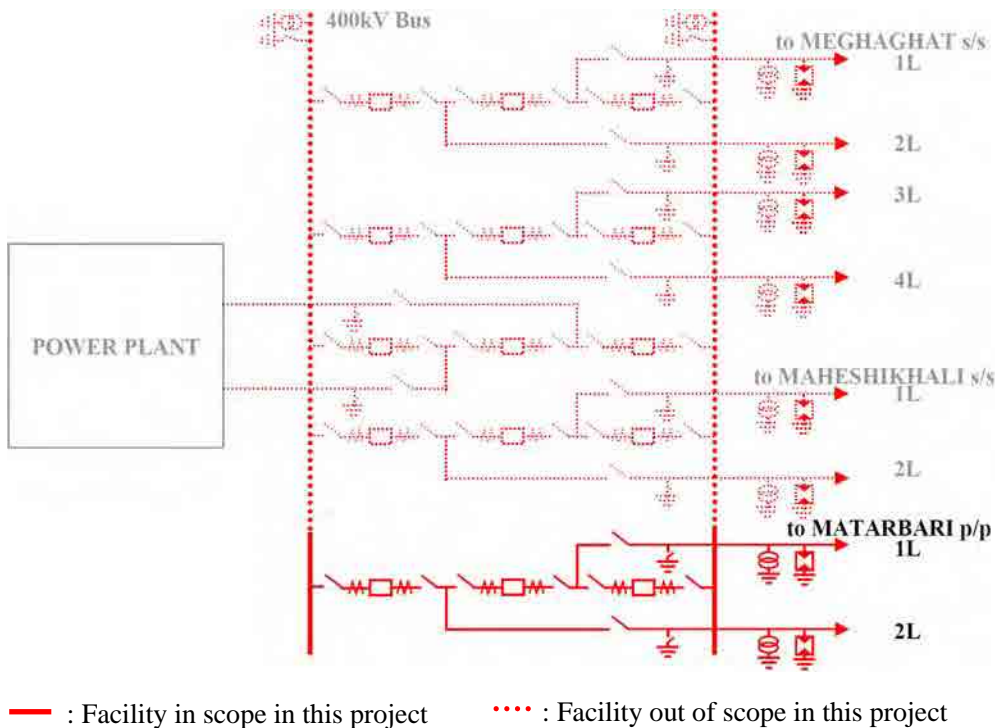


図 9.3-2 Anowara 変電所の 400kV 設備の単線結線図

(4) 400kV 機器数量

図9.3-2の単線結線図より、本プロジェクトに必要な主要機器の数量を以下の表9.3-1に示す。

表 9.3-1 主要機器数量

No.	機器項目	数量
1.	400kV Circuit breaker (3-phase)	3 set
2.	400kV Disconnector with earthing switch (3-phase)	2 set
3.	400kV Disconnector (3-phase)	6 set
4.	400kV Current transformer Line (3-phase)	6 set
5.	400kV Voltage transformer for Line protection(3-phase)	2 set
6.	400kV Lightning arrester (3-phase)	2 set

## 第 10 章

### プロジェクト建設計画





## 第10章 プロジェクト建設計画

### 10.1 プロジェクト実施スケジュール

CPGCBL は「バ」国内の電力需要の増加に合わせ、日本の ODA ローンの経済支援により Matarbari CFPP プロジェクトの実施を計画しており、本プロジェクトでは、輸入炭を燃料とする 2 x 600 MW の発電プラントを計画している。プロジェクトの建設用地には少なくとも約 350ha の土地を取得する必要がある。

調査団が想定しているプロジェクト実施工程は図 10.1-1 "Matarbari CFPP プロジェクト並びに送電線プロジェクトの想定工程表"に示している。

#### (1) 現地調査並びに現地と周辺地域に関する情報収集

CPGCBLに選定されるプロジェクト実施段階(ES-IおよびES-II)におけるコンサルタントの技術者はプロジェクトのために、現地調査並びに必要な情報の収集を実施する。そしてCPGCBLとともに本調査報告書のレビューを行う。

#### (2) Phase I (建設前ステージ)

コンサルタントのエンジニアは以下の業務を行う。

- a. 基本設計レポートの準備
- b. 事前資格審査と入札書類の作成
- c. 応札者の事前資格審査の実施
- d. 応札者が提出するプロポーザルの技術面と財務面の評価
- e. 落札者との契約交渉

#### (3) Phase II (製作と建設ステージ)

請負者との契約が成立後、CPGCBL/コンサルタントは、プロジェクトを開始するためにキックオフ会議を開催し、プロジェクトの管理システムと手順を説明する。

設計段階において、コンサルタントは請負者が提出する設計図書、図面や計算書をレビューして承認する。更にコンサルタントはCPGCBLとともに、コンサルタントと請負者は設計や工程について、計画との相違を解決するために、設計検証会議を定期的に開催する。



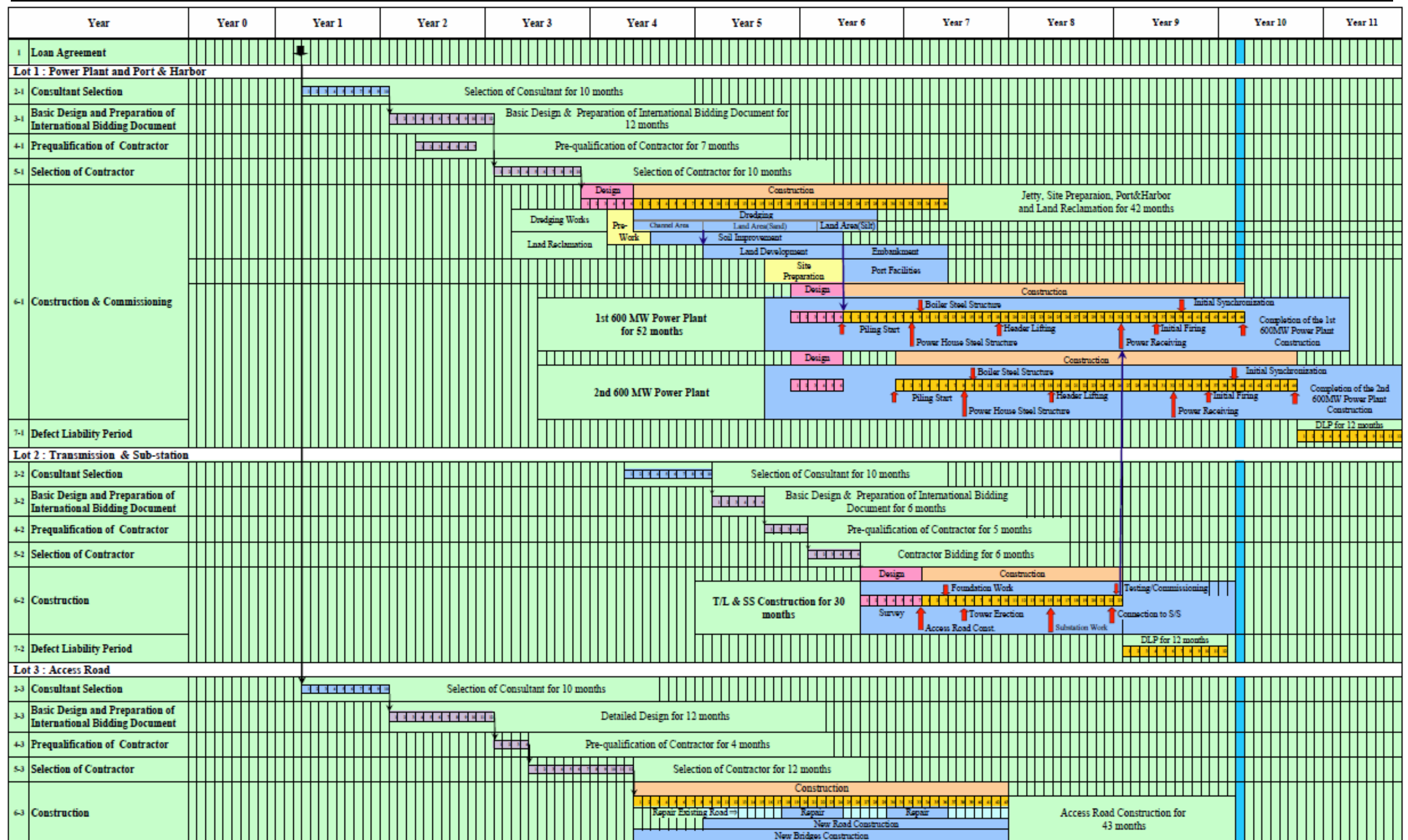


図 10.1-1 Matarbari CFPP プロジェクト並びに送電線プロジェクトの想定工程表

(出典: JICA 調査団)



メーカーの品質管理を確実にするために、CPGCBLとコンサルタントは、このステージで請負者が提出する承認済みの工場試験スケジュール、QA/QC検査、試験計画と関連手続きに従って工場試験に立ち会い、主要機器の製作条件を確認する。

建設ステージでコンサルタントは、土木工事を含む全ての建設業務に関する調整と工事監理を実施する。そのうち、労働者の管理や建設資材、工具や材料の手配を含む建設工程会議を毎週開催する。

試運転ステージでは、コンサルタントは個々の補機類の試験や試運転に関する工程と進捗状況を確認、承認する。

CPGCBLとコンサルタントは機械設備と電気設備の試験に立ち会い、重要な項目や試験結果を確認する。

性能試験や受取試験はコンサルタントの監理化で実施される。そしてコンサルタントは試験結果の合否判定を行いCPGCBLに報告する。

CPGCBLは試験結果を確認して承認した後に、引渡証明書(Taking Over Certificates (TOC))を発行する。

瑕疵担保保証期間には、コンサルタントは各種設備の状態を定期的に検査する。保証期間後にCPGCBLは検収証明書(Final Acceptance Certificates (FAC))を請負者に発行する。

## 10.2 プロジェクト実施

### 10.2.1 入札方式

下記の契約パッケージ方式はこのプロジェクトを実施するのに最も適した方法であると考えられる。当初調査団は発電プラントブロックと港湾設備ブロックを別ロットして考えた。しかしながら両ブロック間には技術的に強い関連があるため、1つのロットにすることとした。送電線とアクセス道路はカウンターパートが異なり、それぞれの請負者が建設を実施するため別ロットとする。

#### LOT 1 発電プラント並びに港湾設備

この方式では請負者がプロジェクトの詳細設計と現地での建設工事を実施するものの、オーナーは基本設計を作成し発電プラントと港湾設備の仕様を決定することを前提としている。それゆえ調査団は、発電プラント並びに港湾設備の建設を対象とし、また契約書にこれらの義務を記載する最も効果的な契約約款として FIDIC Yellow 方式の採用を検討している。

- (1) 発電プラント - 港湾および土木工事
  - a. 栈橋
  - b. 港湾設備のための浚渫
  - c. 荷揚げバース用杭打ち、基礎と構造物
  - d. 護岸
  - e. 水路
  - f. 燃料油受入バース
  - g. 冷却水の取放水を含む土木建築(発電プラントブロック)工事
  - h. 追加土木工事(敷地造成、灰捨て場および堰堤)

(2) 発電プラント – ボイラーおよび補機類

全ての補機類や下記の設備を備えている超々臨界圧ボイラー:

- a. ボイラー設備 (主蒸気、タービンバイパス、ボイラー用補助蒸気、最終加熱器から節炭器間の給水管、送風機など)および補機類
- b. 脱塩および排水処理を含む水処理プラントなど
- c. 排ガス処理設備
- d. 煙突および基礎
- e. 計装制御(DCS およびボイラー制御)

(3) 発電プラント – タービン発電機および補機類

全ての補機類や下記範囲の設備を備え、主変圧器および所内変圧器を含むタービン発電機:

- a. 蒸気タービン設備(復水システム、給水加熱器類、抽気システム、ボイラー給水ポンプおよびタービン用補助蒸気など)、発電機設備と補機類
- b. 循環水ポンプ(CWP)建屋と循環水管(循環水ポンプ建屋から復水器間)を含む循環水設備
- c. 変圧器、スイッチヤード設備、スイッチなどの電気設備
- d. 蒸気タービンおよび発電機用計装制御設備

(4) 発電プラント – 石炭および灰処理

- a. 石炭受入設備(揚炭および運炭コンベヤー)、スタッカー/リクレイマー、コンベヤー、サンプリングおよび可動式の機器を備えた石炭取扱設備
- b. 塵芥収集ホッパー後のコンベヤーおよび可動式の機器を備えたフライアッシュ処理設備とボトムアッシュサイロ後のボトムアッシュ処理設備

LOT 2 Anowara 変電所に接続する 400kv 送電線

全ての設備の供給、建設および試験-試運転を含むこのパッケージ:

- a. 400kv 送電線
  - (a) 鉄塔の基礎および構造
  - (b) 鉄塔と付属物
  - (c) 電線と付属物
- b. Anowara 変電所(主要機器)
  - (a) 400kv 遮断器(3 相)
  - (b) 接地開閉器付 400kV 断路器(3 相)
  - (c) 400kV 断路器(3 相)
  - (d) 400kV 変流器線(3 相)
  - (e) 送電線保護用変圧器(3 相)
  - (f) 400kV 避雷器 (3 相)
  - (g) ガントリー

LOT 3 アクセス道路

- a. 既存道路の補修

b. 新規道路および橋梁建設

10.2.2 発電プラントおよび港湾設備建設の調達パッケージ比較

発電プラントおよび港湾設備建設の調達パッケージは2つの方法が想定できる。

1つは1パッケージ方式であり、この方法は1つの請負者が発電プラントおよび港湾設備建設の全ての責任を負い、それらについて全て管理を行う。

もう一方は、2パッケージ方式で、各請負者がこの方式で結んだ契約の範囲で責任を負う。このケースではオーナーは契約者間の調整役を演じる必要がある。

調査団は2つの調達方法の比較分析を行い分析結果を表 10.2.1 に示している。経済面と技術面との両方の観点から本プロジェクトへの適用に対しては、1パッケージ方式の方が適していると思われる。

表 10.2-1 プロジェクト調達パッケージ比較分析

No		1 パッケージ方式	2 パッケージ方式
1)	契約の組み合わせ	発電プラント + 港湾設備	発電プラント   港湾設備
2)	費用規模 100 万円)	228,783	下記 5) の理由により 1 パッケージ方式より高い
3)	パッケージの特徴	- 全ての業務の総合的な管理ができる。	- パッケージ毎に管理。
4)	パッケージの長所	- 発電プラントと港湾設備間の技術的な調整が容易。	- 個別契約は、会社の規模に応じて、責任能力が異なる。
5)	調達契約	- 建設工程が短い - 1 契約のため管理が容易。	- 相対的に長い建設期間とオーナーによる請負者間の調整が必要。この方式は、請負者間の技術的情報の交換をオーナーが調停しなければならず、それらの情報の精度を確認するのに時間を要する。(例として境界の仕様に関して、発電プラント設備の荷重データ現場準備工事が開始できない。または更地渡しの条件が確定するまで発電プラントの請負者が建設工事を開始できないなど。) - 請負者の責任の範囲を明確にすることが困難で、2 つの請負者に対する複雑な管理体制が必要。発電プラントの建設開始後に地盤に不具合が発生した場合など、どの請負者が不具合の解決に責任を持つのか明確でない。オーナーが請負者間の問題を解決しなければならない。 このことはオーナーの負担を増加させるだけでなく、プロジェクトの遅延を引き起こす原因に成りかねない。 コンサルタントの業務量が増え、コンサルタント費用も増加する。
6)	業務管理及び工事監理	- 工事に対する品質、工程及び支払の総合的な管理ができる。	- オーナーが発電プラント建設の請負者から必要な荷重データを受け取り承認の後、港湾設備建設の請負者はオーナーから荷重データを受領して、はじめて荷揚げ設備/栈橋の設計を開始できる。 - 設計完了後、港湾設備建設の請負者は荷揚げ設備や栈橋の材料/杭の調達を開始できる。 - 総建設工程が 1 パッケージ方式より長くなる。



7)	資機材供給の利点	- 契約内で資機材の共有が可能。	- 請負者間で資機材の共有は不可能（例：請負者現場事務所、通勤バス、土木工事用重機類）
8)	設計の構成及び書類作成	- 1セットの契約書類。 - 1つの契約に対して1つの工事監理チーム。	- 2セットの契約書類。 - 2つの違う契約に対応する2つの工事監理チーム。
9)	総合評価	- 1つの契約管理のため、費用と時間消費が少ない。	- 2つの個別契約管理のため、相対的に必要な費用と時間消費が多い。

（出典：JICA 調査団）

### 10.2.3 発電プラント建設の入札者に対する事前資格審査（PQ）

#### (1) EPC 請負者の候補入札者に対する PQ 基準

EPC 請負者のプロジェクト実施能力は本プロジェクトを成功裏に完成させるための最重要スキルである。

調査団は以下の基準を候補者に対する最低要求事項として、候補者がこれらに合格する必要があると考えている。

- (a) USC 発電プラントメーカーに対する PQ 要件をパスした会社が共同企業体に属していること。港湾設備建設への要求事項は発電プラント建設と同様である。
- (b) EPC 請負者として石炭火力発電プラントの建設経験を有している。そしてプロジェクトマネージャーとして同規模プロジェクトを実施した経験を有する高い技量を持つ人材を任命できること。
- (c) 適切な額の銀行保証をボンドとして準備できること。

#### (2) USC プラントの供給者に対する PQ 基準

調査団は入札候補者に対する事前資格審査要件の調査を行った。USC 技術は石炭火力発電プラントにおける最新技術であり、複数のボイラーおよび蒸気タービンメーカーが重要機器の設計製作は可能なものの、プラント完成後の長年に渡る運転の実績は多くはない。

今回は「バ」国に導入される最初の USC 技術である。それゆえ、入札者は USC 技術の独自設計能力に基づいて製作された設備を海外へ輸出した経験、および納入された USC プラントの長期間に渡る運転実績によって信頼性を実証する必要がある。

USC 発電プラントを供給するメーカーに対し、調査団は以下の経験を持つ必要があると考えている。：

- (a) メーカーは本プロジェクト向けに導入されるプラントと同程度以上の仕様の USC 発電プラントを納入したことがある。
- (b) 納入したプラントの運転開始後、一定期間安定して運転されていること。

オーナーは候補者が表 10.2-2 に明記されている PQ 基準を満たしているかどうかを確認し、合格者が決定される。

申請者から提出される申請者の事前資格審査の証拠書類の審査に基づいて決定される。PQ 基準 1-(a)と 1-(b) または 2-(a)と 2-(b)を満足する申請者は有望な入札者として認定される。

表 10.2-2 USC プラント供給者に対する事前資格審査基準

PQ 基準 1-(a)	PQ 基準 1-(b)
600W 以上の出力の USC の海外の石炭火力発電設備を異なる 2 つのオーナーに自前の設計技術に基づき、製造（重要部材を供給しただけを含む）して供給した実績がある。	左記石炭火力発電設備が商業運転開始後 2015 年 6 月末現在時点で 5 年を経過して稼働していること。
PQ 基準 2-(a)	PQ 基準 2-(b)
国内で 600MW 以上の USC の石炭火力発電設備を自前の設計技術に基づき、製造（重要部材を供給しただけを含む）して供給し、その発電設備が 2000 年までに商業運転開始し、15 年以上稼働した実績を有すること。	600MW 以上の出力の USC の海外の石炭火力発電設備を 1 つ以上のオーナーに自前の設計技術に基づき、製造（重要部材を供給しただけを含む）して供給した実績がある。

(出典: JICA 調査団)

#### 10.2.4 想定建設工程

商業運転開始をプロジェクトの完工と考え、1 基目については契約締結から 52 か月後と想定している。また 2 基目は 1 基目の 6 ヶ月後に商業運転に入る計画である。本プロジェクトにおける想定建設工程の詳細を表 10.2.3“プロジェクトの想定建設工程”に示す。

表 10.2-3 プロジェクトの想定建設工程

No.	項目/ 業務範囲	期間	内容
4	JICA アプライザル	派遣	1 週間 ODA の実施のための最終合意に向けた協議
		N/A, L/A に向けた政府間手続き	4 ヶ月 JICA アプライザルミッションから 4 ヶ月後の L/A のプレッジ
6-1,2,3	コンサルタント選定(各 10 ヶ月)	書類作成	3.5 ヶ月 コンサルタント選定のための入札書類作成
		入札	1 ヶ月 関心表明/ショートリスト化およびプロポーザル作成
		評価	3.5 ヶ月 入札書類の評価
		承認	2 ヶ月 JICA の同意を得てオーナーによるコンサルタント選定の承認、および契約
7-1 (Lot 1)	基本設計および国際入札書類の作成 (12 ヶ月)	書類作成	5 ヶ月 基本設計書類作成とオーナーの承認
		書類作成	6 ヶ月 入札書類作成とオーナーの承認
		JICA の同意	1 ヶ月 -
8-1	入札者の事前資格審査(7 ヶ月)	書類作成	2 ヶ月 PQ 書類作成とオーナーの承認
		JICA の同意	1 ヶ月 -

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

No.	項目/ 業務範囲	期間	内容	
		PQ 提案書	1.5 ヶ月	プロポーザル作成
		評価	1.5 ヶ月	PQ 書類の評価とオーナーの承認
		JICA の同意	1 ヶ月	-
9-1	請負者の選定 (10 ヶ月)	入札	3 ヶ月	プロポーザルの作成
		評価	5 ヶ月	入札書類の評価とオーナーの承認
		JICA の同意	0.5 ヶ月	入札書類の評価結果の同意
		契約交渉	0.5 ヶ月	オーナーと候補者との契約交渉
		JICA の同意	1 ヶ月	-
10-1	発電プラントと 港湾設備の建設	設計	6 ヶ月	港湾設備の設計
		港湾設備の建設 (36 ヶ月)		港湾設備の建設
		設計 (港湾設備の設計 後 18 ヶ月後に発 電プラントの設 計開始)	6 ヶ月	発電プラントの設計
		発電プラントの 建設(42 ヶ月) (2 基目は1 基目が 商業運転を開始 してから 6 ヶ月 後に商業運転開 始)	32 ヶ月	発電プラントの建設 杭打ち - 鉄骨構造 - 受電
			4 ヶ月	受電後の設備試運転
			3 ヶ月	初点火後のプラント試運転
			7 ヶ月	並列後のプラント総合試運転
7-2 (Lot 2)	基本設計および 国際入札書類の 作成 (6 ヶ月)	書類作成	2 ヶ月	基本設計書類作成とオーナー の承認
		書類作成	3 ヶ月	入札書類作成とオーナーの承認
		JICA の同意	1 ヶ月	-
8-2	入札者の事前資 格審査 (5 ヶ月)	書類作成	2 ヶ月	PQ 書類作成とオーナーの承認
		JICA の同意	0.5 ヶ月	-
		PQ 提案書	1 ヶ月	プロポーザル作成
		評価	1 ヶ月	PQ 書類の評価とオーナーの承認
		JICA の同意	0.5 ヶ月	-
9-2	請負者の選定 (6 ヶ月)	入札	1.5 ヶ月	プロポーザルの作成
		評価	2.5 ヶ月	入札書類の評価とオーナーの承認

No.	項目/ 業務範囲	期間	内容	
		JICA の同意	0.5 ヶ月	入札書類の評価結果の同意
		契約交渉	0.5 ヶ月	オーナーと候補者との契約交渉
		JICA の同意	1 ヶ月	-
10-2	約 60km の送電線建設	設計	4 ヶ月	送電線の設計
		建設 (30 ヶ月)	6 ヶ月	建設準備
			23 ヶ月	送電鉄塔建設、架線および変電所建設工事
			1 ヶ月	試験及び試運転
7-3 (Lot 3)	基本設計および国際入札書類の作成 (7 ヶ月)	書類作成	2.5 ヶ月	基本設計書類作成とオーナーの承認
		書類作成	3.5 ヶ月	入札書類作成とオーナーの承認
		JICA の同意	1 ヶ月	-
8-3	入札者の事前資格審査 (5 ヶ月)	書類作成	2 ヶ月	PQ 書類作成とオーナーの承認
		JICA の同意	0.5 ヶ月	-
		PQ 提案書	1 ヶ月	プロポーザル作成
		評価	1 ヶ月	PQ 書類の評価とオーナーの承認
		JICA の同意	0.5 ヶ月	-
		JICA の同意	1 ヶ月	-
9-3	請負者の選定 (6 ヶ月)	入札	3 ヶ月	プロポーザルの作成
		評価	1 ヶ月	入札書類の評価とオーナーの承認
		JICA の同意	0.5 ヶ月	入札書類の評価結果の同意
		契約交渉	0.5 ヶ月	オーナーと候補者との契約交渉
		JICA の同意	1 ヶ月	-
10-3	新設道路と橋梁の建設および既設道路の補修	設計	6 ヶ月	新設道路と橋梁の設計
		建設	42 ヶ月	新設道路と橋梁の建設および既設道路の補修
11-1,2 (Lots 1 & 2)	発電プラントおよび送電線		各 12 ヶ月	瑕疵担保保証期間

\*JICA/ 日本政府に関する全てのスケジュールは、プロジェクトの成熟度と日本政府の決定に従う。

(出典: JICA 調査団)

#### 10.2.5 主要建設工事

明記された期間中の主な建設工事は以下の通りである。しかし、実際の活動は、契約締結後に

建設計画に合わせ変更の対象となる。

(1) 土木工事

- 埋め立て/準備工事/移行
- 杭打ち工事
- 冷却水の取放水路
- スクリーンポンプピット
- 基礎
  - 煙突基礎
  - ボイラー基礎
  - タービン台基礎
  - 建物基礎
  - 設備基礎
  - タンク基礎
- 石炭荷揚げバース
- 下水排水工事
- 発電所構内の道路建設および舗装工事
- 構内の植生

(2) 建築/構造物工事

- タービン建屋
- 制御建屋
- 事務所本館
- 煙突
- 倉庫
- 各種建屋
- HVAC 工事
- 配管および生成設備
- 警備事務所/フェンス
- 事務所本館用照明

(3) 主要発電プラント設備建設工事

- ボイラー工事
  - ボイラー鉄骨組み立て
  - ボイラー分離器上架
  - ボイラーパネル/チューブの組み立て
  - ボイラー配管工事
  - ヘッダー上架
  - ボイラー水圧試験
  - ボイラー補機設備
  - 排ガス処理設備
  - 電気集塵設備

- 軽油タンク
- ダクト、ケーシング、保温材、塗装工事
- ダクトの空気漏れ試験
- 化学洗浄
- タービン工事
  - 天井クレーン
  - タービン台
  - 高中低圧タービン組み立て
  - 主要配管工事
  - 脱気器上架
  - 復水器
  - 冷却水ポンプ室
  - タービン補機設備
  - 消火設備
  - ケーシング、保温材、塗装工事
  - 配管水圧試験
- 石炭および燃焼灰処理設備工事
  - 石炭荷揚げ/取扱設備
  - 燃焼灰処理設備
- 電気工事
  - 接地工事
  - 発電機設備設置
  - 変圧器設備設置
  - 相分離母船ダクト設置
  - 開閉装置設置
  - 非常用ディーゼル発電機設備
  - ケーブルおよび電線工事
  - 通信設備
  - 400kV スイッチヤード(開閉装置設置、制御建屋、ガントリー等)
- 計装制御装置工事
- 送電線工事
- 変電所工事
- SCADA 工事

#### (4) 試運転及び各種試験

- 全トリップ/インターロックテスト
- ボイラー安全弁テスト
- ボイラーブローアウト
- ボイラー燃焼試験
- 復水器真空上昇試験
- タービン油フラッシング

- ▶ タービン軸受メタル検査
- ▶ タービン無負荷試験
- ▶ タービン過速度トリップ試験
- ▶ 負荷遮断試験
- ▶ ボイラー自動制御試験
- ▶ プラント自動制御試験
- ▶ 負荷試験
- ▶ 総合試運転
- ▶ 性能試験

#### 10.2.6 プロジェクト実施手続き

プロジェクトは下記の手続きで実施される。

##### (1) 入札公示

JICA による入札書類の承認後、ショートリストされた入札者は入札に招聘される。

##### (2) 入札期間

入札期間は入札公示後 3 ヶ月で締切とする。

##### (3) 入札評価

入札締切後、全入札者の評価が指名されたコンサルタントにより実施される。評価報告書は JICA による承認を得るものとする。

##### (4) 契約の締結

ショートリストされた入札者は入札書類の内容確認のために招聘され、内容と価格の交渉が行われる。これらの交渉を経て CPGCBL によって落札者が決められ、契約締結となる。

##### (5) 建設

まず最初に CPGCBL とコンサルタントは建設工事を開始するにあたり請負者とともにキックオフ会議を開催し、プロジェクト管理方法と手順を示す。

設計段階では、コンサルタントは請負者により提出される設計図書、図面および計算シートをレビューして承認する。コンサルタントは、設計や工程の相違を調整するために CPGCBL、コンサルタントおよび請負者で組織される設計調整会議を定期的開催する。

メーカーでの製品製造と建設工事の品質管理を確実にするために、CPGCBL とコンサルタントは、工場試験において主要機器の製作試験に立ち会う。現場工事の検査や試験、工場試験スケジュールに合わせて実施される全ての試験および承認済み QA/QC 検査、そして請負者が提出し CPGCBL により承認された試験計画と関連手続きも同様に行う。

土木工事を含む全ての建設工事に関連する調整や監理はコンサルタントにより実施される。コンサルタントは、労働者、建設設備や工具および資材の調達を含む工程をチェックするために建設工程会議を毎週開催する。

##### (6) 試運転

コンサルタントは、個々の補機類の試験や試運転の工程および手順の確認と承認を行う。CPGCBL とコンサルタントは機械および電気設備の試験に立ち会い、重要項目と試験結果の確認を行う。性能試験と検収試験はコンサルタントの監理のもと実施されること。そしてコンサルタントはその結果を合否判定を行い CPGCBL に報告する。

## (7) 引渡

コンサルタントは CPGCBL による確認承認後、引渡証明書（TOC）を請負者に発行する。

### 10.3 発電所と港湾建設のコンサルタント業務実行計画

#### 10.3.1 コンサルタントの業務範囲

コンサルタントの業務は、発電所と共にプロジェクトを完成させるための関連した補助設備と付随した装置を含んだ瑕疵担保責任の期間において、工事監理、建設準備段階を通じた試運転および、必要な概念調査、設計、技術提供、プロジェクト監理と実行を包含する。

コンサルタントは、以下を含む包括的な提案を提供する必要がある。

#### A. 準備調査の検証

##### A-1 準備調査の検証

「Chittagong エリア石炭焚発電所開発計画準備調査」に基づき業務範囲は、Matarbari CFPP（ユニット1 & 2）と港湾の建設のための全ての設計概念検討を含まなければならない。建設、特に実施される仕事の範囲の決定と、CPGCBLのニーズの評価後の主要機器の設計要素および関連している問題の分析。

検討は、もし顧客によって要求されるなら代替案の価値評価を含むべきである。コンサルタントの業務は以下のものが含まれるがこの限りでない：

- a) 全ての既存の技術的な設計データとその他のデータの収集
- b) 事業化可能性調査の内容の承認を評価するための必要とされるデータの収集
- c) CPGCBL によって準備された準備調査に関連した検討と論評および推奨
- d) 設計概念あるいは基本調査報告の準備、全範囲の確立前のCPGCBLとの打ち合せと同意
- e) 更新されたプロジェクト実行工程の準備、プロジェクト費用見積りとキャッシュフロー

##### A-2 設計とエンジニアリング

既設技術データ、環境報告書のような、すでに利用可能な顧客のデータに基づいてコンサルタントは設計とエンジニアリングを実施する。

コンサルタントの業務は以下のものが含まれるがこの限りでない：

- a) 設計計算、詳細計画、図面作成、入札と契約書類のためのすべての仕様と工程表の準備。設計は、規模の決定あるいは容量必要条件ための計算、全体配置と構成品の詳細な配置、環境問題と関係があるそれらを含めての設備と資材の選定、どこがモデルと材料の検査と専門的な調査を必要としたかを含むべきである。
- b) 資格審査入札仕様書と入札仕様書 / 契約書類の準備
- c) 請負業者によって提出されたか、あるいは要求された図画、手順書および設計の検査、再検討と承認。これらは規制当局からの承認を必要とする図面や設計を含める。



- d) コンサルタントは請負者から提出された運転保守マニュアルに基づき、発電所の全体的な運転保守概念の統合された適正な運転保守手順書の調整をしなければならない。
- e) 必要とされる予備品と予備の貯蔵数量の審査

## B. 経済の評価

コンサルタントは経済分析を実施し、CPGCBLによって指定された石炭使用の600MW USC発電所と比較したプロジェクトに関する報告書を作成する。

コンサルタントの業務は以下のものが含まれるがこの限りでない：

- 1) CPGCBLによって指定された石炭を使用した600MWの容量のUSC発電所のプロジェクトの財政、経済、環境および技術的な点を調査し比較分析を行う。
- 2) 上記に言及した分析結果を纏めた報告書をJICA と CPGCBL に提出する。

## C. EPC 請負者選定のための国際競争入札の CPGCBL への支援

### C-1 請負者の資格審査 (P/Q) のための CPGCBL への支援

コンサルタントは JICA と「バ」国規定によって調達するガイドラインを考慮に入れて、顧客によって承認を必要とする P/Q 書類をプロジェクトのために準備しなければならない。

コンサルタントの業務は以下のものが含まれるがこの限りでない：

- 1) 資格要件を含めて資格審査基準を選択する
  - a. 共同企業体必要条件
  - b. 一般的経験必要条件
  - c. 特定の経験必要条件
  - d. 金融の能力
  - e. 組織的な能力など.
- 2) P/Q書類の準備.
- 3) P/Q公表でのCPGCBLへの支援
- 4) CPGCBLとJICAによって承認された基準に対照した全ての入札の評価
- 5) CPGCBL へのP/Q評価草稿報告書準備と最終P/Q 評価報告書準備のCPGCBL への支援

### C-2 入札書類の CPGCBL への支援

コンサルタントは、JICA 円借款と「バ」規則の下で調達のためにガイドラインを考慮に入れた、一般条件、特別条件と入札応募要項の入札書類をプロジェクトのために、準備しなければならない。

顧客の承認が得られたら、コンサルタントは主契約に含まれる最終原版入札書類を作成しなければならない。

コンサルタントの業務は以下のものが含まれるがこの限りでない：

- 1) CPGCBLとJICAのガイドラインに調和した入札書類及び関連図面の準備
- 2) 入札前会議への出席とCPGCBLへの支援

- 3) 入札者からの技術的および商務的な質問への回答、および入札書類への追加部分発行の支援
- 4) 入札書類上の質問と入札者への技術的説明をするためのCPGCBL への支援

#### D. B 入札評価と契約交渉

##### D-1 入札者から提出された書類と図面の調査と審査の CPGCBL への支援

コンサルタントは次の業務を請け負うべきである：

- 1) 入札の受領と開封の参加および打ち合わせ議事録（MOM）の準備
- 2) 入札評価と全ての入札の入札仕様に対する適合性、価格の妥当性、提案された仕事の完了の時間とCPGCBLとJICAによって要求される他のいかなるガイドラインの内容も含めた集計をしてCPGCBLを支援。  
入札評価は、調査と受領した入札の評価（技術、商務、金融の関心事、入札者によって提供されたすべての融資条件）と、CPGCBL への推奨の提案と技術、商務、金融における評価基準の準備および評価報告書の準備と契約の裁定額の提言を含む。
- 3) 発電所敷地調査、送電線経路と入札者によって行われた調査の照合と再検討
- 4) 入札者によって提出された設計と計算に関連して照合と再検討と提言をする。
- 5) 入札者によって提出された製造、組み立て、工場と据付の図面に関連して照合と再検討と提言をする。

##### D-2 契約交渉での CPGCBL への支援

コンサルタントは契約交渉のために協議事項を準備しなければならない。契約交渉の間、適切な支援を顧客にすべきである、また交渉が成功裏に完了したときコンサルタントは議事録を立案する。

コンサルタントは次の業務を請け負うべきである：

- 1) CPGCBLによって落札者に発行される請負契約案の準備
- 2) 契約交渉のために協議事項を準備してCPGCBLを支援する。  
契約交渉の間、適切な支援を顧客にすべきである  
交渉が成功裏に完了したときコンサルタントは議事録を立案する

#### E. 建設の監理

##### E-1 プロジェクトのキャッシュ・フローの予算の見積もりと管理の定期的な見直しを含むあらゆるレベルでのプロジェクト管理

コンサルタントはCPGCBLに受け入れられるプロジェクト管理を確立しなければならない。それは監視/追跡と正確な問題把握に使われるであろう

コンサルタントの業務は以下のものが含まれるがこの限りでない：

- 1) 基本的な全体的のプロジェクト建設工程表の策定。  
プロジェクトのパート法とクリチカルパス法での ネットワークと外国および現地の予算と現金支出予定の準備。
- 2) 適時な是正措置を有効にするために、経費と工程を監視して管理するためのプロジェクト管理システムと方案書の策定と実行

- 3) すべての支援の維持管理。  
その調整の監督と意思決定建設活動に関わるエンジニアリングおよび設計活動を含むアクションを作ることは、品質管理と技術基準が一貫してプロジェクト全体とコストと時間の制約の範囲内で維持されていることを確認するような方法で管理されるべきである。
- 4) CPGCBL へのプロジェクト進捗と状況の効果的な報告のシステムを準備すること。

#### E-2 建設工事監理の CPGCBL への支援

建設工事期間において、コンサルタントは請負者の建設活動が契約を遵守して完全であることを確認する施工監理と管理を実施しなければならない。

コンサルタントは次の業務を請け負うべきである：

- 1) 承認された技術仕様と建設図面の遵守を確保するために建設を支援する。
- 2) すべての建設と組み上げ活動の調整、監督及び検査
- 3) 異なった請負者の間の業務の調整
- 4) 建設工事方法および請負者によって行われる現場工事の確認と承認行為の CPGCBL への支援
- 5) 請負者の品質保証・管理プログラムの確認と承認行為のCPGCBLへの支援
- 6) 全ての構造物の設定のための最終的な基準点の承認と表示
- 7) 請負者にとって行われる資材と装置の現場試験のための試験方案の確認と承認の CPGCBLへの支援、およびそれらの試験の観察に加え請負者によって行なわれた資材と装置の現場試験の結果に関して対しての再検討と助言勧告
- 8) CPGCBL プロジェクトマネージャーに、技術および商務に関して必要な通訳を提供する
- 9) 全体のプロジェクトの支出工程について準備と詳細な更新を行う
- 10) 支払い証明書の発行でのCPGCBLへの支援
- 11) 仕事の進捗を確認および監理して是正措置を開始する
- 12) 全体的なプロジェクトの現実の完成目標の準備と詳細な更新を行う
- 13) 請負者によって実施された仕事の範囲の点検と審査および証明
- 14) 請負者によって出されたクレームの確認と審査および打開
- 15) 契約上の問題のCPGCBLへの支援(保証、履行債権、保険、権利など)
- 16) 安全対策と環境対策の点検と方向付け
- 17) 完成図面の確認と承認のCPGCBLへの支援
- 18) 請負者の試運転証明書のための「準備完了の証明書」の発行を確認する。
- 19) CPGCBLがJICAガイドラインおよび「バ」国規則に基づき建設の環境、健康と安全（EHS）を監督する支援
- 20) CPGCBL が専門家からアドバイスに基づいてプロジェクトサイトに住んでいる希少種に適切な考慮を払うのを支援する。

#### E-3 製作中の点検、試験と出荷管理での CPGCBL への支援

コンサルタントは次の業務を請け負うべきである：

- 1) 品質保証、品質管理計画と出荷工程に関して請負者の提案の審査と承認
- 2) 請負者による製造と出荷工程の、定期的な審査
- 3) 請負者によって提出された工場検査方案書と試験結果の審査と承認
- 4) 製造の進捗状況を監視し、契約文書の遵守を確実にするために通常の点検により試験を行う
- 5) 主要機器の工場試験を観察し、対応する証明書を準備する（立会いされる計画の項目と試験はCPGCBL と請負者間で合意されたものである）
- 6) 請負者から提出されたそれぞれの工場検査報告書の審査

#### E-4 製造中の点検、試験、出荷管理の CPGCBL への支援

コンサルタントは、試験および統合プロジェクト管理計画の一環として、試運転手順を策定しなければならない。試験手順のために請負者の提案が審査されなければならない。コンサルタントは次の業務を請け負うべきである：

- 1) 総合プロジェクト管理の一部として試験と試運転の方案書の策定
- 2) プラントのさまざまな試運転中の CPGCBL への支援
- 3) 保証に基づく性能試験を含んだ請負者の起動と試験方案のCPGCBLの審査と承認の支援
- 4) 契約に基づく全ての試験の調整と管理のCPGCBLへの支援
- 5) 請負者の試運転試験報告書の審査と承認のCPGCBLへの支援
- 6) CPGCBLの事前の承認の適用を受ける装置のための仮の引渡しと受諾証明書の審査と勧告

#### E-5 環境的側面のための CPGCBL への支援

コンサルタントは、排出土壌、騒音、振動、大気/水質汚染などの環境的観点、加えて環境管理計画（EMP）と同様に、社会・環境管理報告書で提起されているすべての社会問題からプロジェクトを監督/監視しなければならない。また顧客によって用意されたドラフト環境モニタリング報告書を検討しなければならない

コンサルタントは次の業務を請け負うべきである：

- 1) 排出土壌、騒音、振動、廃棄物、空気/水質汚染などを含む環境的観点からプロジェクトを監督/監視する。コンサルタントはプロジェクト敷地周辺の3箇所（プロジェクトの敷地と近隣の村2箇所）で1日1回1年間(保証期間)の大気のモニタリング（例えばSO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>とPM<sub>10</sub>）を実施すべきである。そして大気環境報告書を3ヶ月毎に作成しなければならない。

#### F. CPGCBL が保証期間に行うモニタリングの支援

- G. コンサルタントは第 2 番目の 600MW 発電所の完成から最終受理証明 (FAC)までプラント装置の品質を監督して / モニターするべきである

- H. 初期状態でのプラントのデータは、FAC ための判断材料として集められる。コンサルタントは最終受理証明を得るために CPGCBL を支援しなければならない。

### 10.3.2 報告書と書類

コンサルタントは次の書類と報告書を準備して CPGCBL に提出するであろう：

- (1) インセプション報告書
- (2) 地熱資源分析と貯蔵量シミュレーション調査報告書
- (3) エンジニアリング設計報告書
- (4) 資格審査書類
- (5) 資格審査評価報告書
- (6) ドラフト入札書類
- (7) 原本入札書類
- (8) 入札評価報告書
- (9) 統合プロジェクト管理計画
- (10) キャッシュフロー週報
- (11) 月間進捗報告書
- (12) 大気品質報告書
- (13) 4半期進捗報告書
- (14) プロジェクト完成報告書

### 10.3.3 専門的知識必要条件

発電所と港湾建設（ロット 1）のための想定される技術提供は次のリストの外国人と地元のコンサルタントによって提供される。しかし下記が全てではない。

合計人・月: 1960.0MM

外国コンサルタント: 796.0MM

立場・地位	
発電所	1) プロジェクトマネージャー
	2) 機械エンジニア (ボイラー)
	3) 機械エンジニア (蒸気タービン)
	4) 機械エンジニア (石炭設備)
	5) 機械エンジニア (プラント共通設備他)
	6) 電気エンジニア
	7) 制御計装エンジニア
	8) 建築エンジニア
	9) 土木エンジニア (土木工事)
	10) 土木エンジニア (土地造成)
	11) 超臨界圧運転/保守専門家 (1)
	12) 超臨界圧運転/保守専門家(2)
浚渫・港湾設備・ 土地改良工事	13) 浚渫エンジニア (チーム・リーダー)
	14) 浚渫エンジニア (地上部)

	15) 港湾設備エンジニア（構造）
	16) 水力エンジニア
	17) 地質エンジニア（港湾工事）
	18) 土地改良エンジニア
	19) 地質エンジニア（土地工事）
その他	20) 社会環境専門家
	21) 経済専門家
	22) 契約専門家
	23) HIV/AIDS コンサルタント

ローカル・コンサルタント: 1164.0MM

立場・地位	
発電所	1) プロジェクトマネージャー代行
	2) 機械エンジニア（ボイラー）
	3) 機械エンジニア（蒸気タービン）
	4) 機械エンジニア（石炭設備）
	5) 機械エンジニア（プラント共通設備他）
	6) 電気エンジニア
	7) 制御計装エンジニア
	8) 建築エンジニア
	9) 土木エンジニア（土木工事）
	10) 土木エンジニア（土地造成）
浚渫・港湾設備・ 土地改良工事	11) 浚渫エンジニア（チーム・リーダー）
	12) 浚渫エンジニア（地上部）
	13) 港湾設備エンジニア（構造）
	14) 水力のエンジニア
	15) 地質エンジニア（港湾工事）
	16) 土地改良エンジニア
	17) 地質エンジニア（土地工事）
その他	18) 社会環境専門家 E
	19) 経済専門家
	20) 契約専門家 Contract Expert
	21) HIV/AIDS コンサルタント

（出典: JICA 調査団）

#### 10.3.4 コンサルタントのための必要条件（基準）

コンサルタントの必要条件は下記による：

- (1) 「日本の円借款の下におけるコンサルタントの雇用のためのガイドライン」に基づいてコンサルタントを雇用することに同意するものとする。
- (2) 提案をするコンサルタント会社は、自国および海外における発電所に関する以下の経験について示さなければならない：
  - 電力部門調査

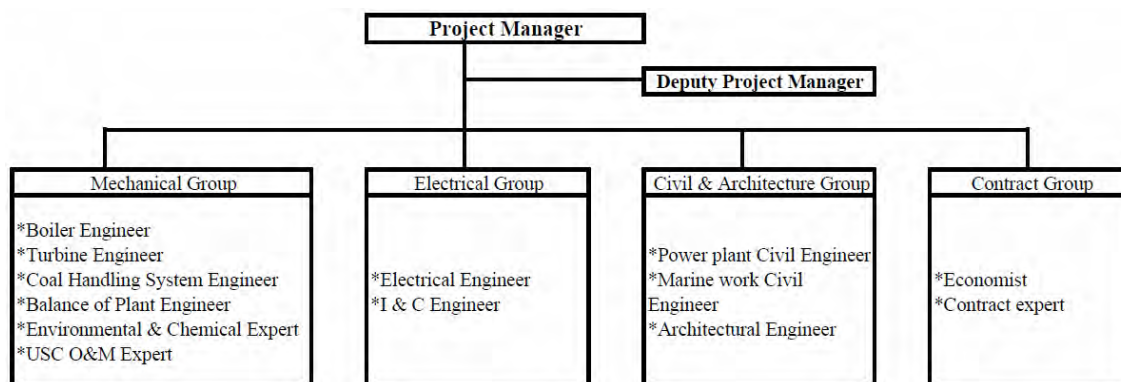
- 事業化可能性調査
  - 入札のための基本設計、詳細設計
  - 現場での技術提供
  - 石炭焚き発電所における上記の経験
  - USCボイラーとタービンの経験とその容量
  - 日本の円借款にかかわるコンサルタント経験の存在
- (3) 各エンジニアの資格要件
- 教育に基づく資格要件は必要条件ではない。しかしながら、コンサルタント料を計算することを目的として、教育と経験が考慮に入れられる。
- プロジェクトマネージャー:  
火力発電所の設計あるいは600 MW 以上の技術提供の経験
  - 石炭および灰取り扱い技術者:  
石炭焚き火力発電所の設計あるいは600 MW 以上の技術提供の経験
  - その他機械、電気と制御技術者:  
火力発電所の設計あるいは600 MW 以上の技術提供の経験
  - 土木と建築技術者:  
火力発電所の設計あるいは100 MW 以上の技術提供の経験
  - 専門家:  
火力発電所の経験
  - 核技術者:  
もしUSCボイラーあるいはタービンと石炭火力のプラントの経験があるなら、エンジニアはその経験の細部を説明すること。
- (4) 設計段階のコンサルタントの事務所はダッカ市に設立されるべきである、そしてその費用はコンサルタントの出費に含まれる。

### 10.3.5 プロジェクト実施体制

プロジェクトに従事するエンジニアチームは、プロジェクトの要求に見合った組織とする。コンサルタントは「バ」国内にプロジェクト実施のためのエンジニアチームを組織し、CPGCBL と JICA の調整や連絡窓口を含む業務の全般的な業務や工事監理を担当するプロジェクトマネージャーを任命する。

Matarbari CFPP プロジェクトに対する業務の遂行のため、土木建築グループ、機械グループ、電気グループおよび契約グループ等の業務グループがそれぞれのグループのマイルストーンまで、プロジェクトマネージャーの下に組織される。グループのメンバーは、主に火力発電プラントの設計、入札評価、建設および試運転の経験を有するエンジニアから指名される。

本プロジェクト向けのコンサルタントエンジニアの組織図の例を図 10.3-1 に示す。



（出典: JICA 調査団）

図 10.2-1 Matarbari CFPP 向けのコンサルタントエンジニアの想定組織図

## 10.4 400kV 送電線工事及び調達

### 10.4.1 実施方針

#### (1) 「バ」国側実施機関

400kV Matarbari CFPP～Anowara 変電所間送電線については、PGCB が建設工事の実施機関となり、下記の責任を負う。

- a) 本プロジェクト実施部署の組織
- b) 関係省庁や地方機関との調整
- c) サイトへの立入許可取得、線下用地取得及び補償
- d) 事前環境認証の確保
- e) コンサルタントの選定、協力及び支援
- f) 入札、契約、調達、進捗等に係る出資機関との緊密な連携
- g) 資機材輸入に係る適切な手続き
- h) コンサルタント及び請負業者への支払証明書の発行
- i) 請負業者、地元住民等のクレーム処理
- j) 使用試験の実施
- k) 送変電設備の運転・保守要員の教育と訓練
- l) 設備の適切な運転と保守

PGCB は上記の義務を果たすための予算と人員を確保する必要がある。

#### (2) コンサルタント

コンサルタントは、下記事項の責任を負う。

- a) 現地調査及び送電線ルート調査を含む詳細設計
- b) 設計報告書の作成と PGCB への提出
- c) 入札図書の作成と PGCB への提出
- d) プロポーザルの評価と PGCB による業者選定の支援
- e) PGCB による契約交渉の支援
- f) 承認のための製造・施工図面等の検査



- g) 資機材の納入前工場試験の実施
- h) プロジェクト管理及び施工監理
- i) 保守・運転マニュアル及び完了報告書の作成
- j) 保証期間満了前の設備検査
- k) PGCB スタッフへの技術移転

(3) 請負業者

本プロジェクトはターンキー契約で実施される。請負業者は契約書に従い、下記作業を責任持って実施する。

- a) 資機材の設計
- b) 資機材の製造及び試験
- c) 資機材の梱包及び輸送
- d) 全ての資機材の土木・建設・据付工事
- e) 全設備の機能確認
- f) PGCB への設備引き渡し
- g) 建設・保守・運転に係る PGCB への技術移転

#### 10.4.2 調達方針

(1) 調達方式

本プロジェクトは、送電線建設と変電所建設の2つの要素を含んでいるが、基本的に送電線と変電所は分けずに契約は一本化されるものとし、請負業者はターンキー契約をベースとした ICB 方式で選出される。

(2) 調達先

本プロジェクトの設備／機器の調達先は、ICB ベースの調達のため、基本的に限定化されていない。しかし、請負業者は、製品の品質管理、製品の機能、同様なプロジェクトの経験、過去契約内で求められた改善事項、下請業者も含めたその企業の財政状況などを踏まえ総合的に適用資格を考慮し、慎重に選出されなければならない。コンサルタントが用意する仕様書類に、入札者資格やその評価基準を記す。

(3) 設備の担保期間

請負業者はプロジェクトで適用される設備の全ての機能について、許認可以降の一定期間は保証しなければならないことについて契約書類に記される。さらに、請負業者は建設期間や変電所の運転開始以降一定期間において、PGCB の運転員や保守スタッフに対して現地での研修を施すことも薦められている。特別な事項については、請負業者の責務の一つとして契約書類に含まれる。

#### 10.4.3 コンサルタント業務範囲

コンサルタントは、送変電設備の工事準備期間、工事实施期間及び瑕疵担保期間を通して必要な設計、施工、プロジェクト管理、工事監理、試運転等を行うものである。コンサルタントは、下記事項を含む包括的なプロポーザルの提案を求められる。

(1) 工事監理と調達

- a) 詳細設計及び入札図書の作成

コンサルタントは、現地調査結果を踏まえ、PGCB と協議し、詳細設計、積算及び詳細実施計画を作成する。コンサルタントが作成する設計報告書は全設計結果を含むものとする。出資機関による当該報告書の承認後または報告書作成と並行して、入札図書を作成する。ここでは総括、送電技術者 1 名、変電技術者 1 名及び調査技術者 1 名が担当し、短期的に環境・通信・積算の専門家各 1 名も従事する。

b) 入札及び契約

コンサルタントは、公示、開札、評価、契約交渉及び契約書類作成にあたり、PGCB を支援する。ここでは総括、送電技術者 1 名、変電技術者 1 名が担当する。

c) 調達管理

コンサルタントは、請負業者が作成する図面や設計の検査や資機材の工場試験の全ての作業を管理する。ここでは総括、送電技術者 1 名、変電技術者 1 名が担当する。

d) 請負業者現地作業の監理

請負業者の現地作業期間を通して、コンサルタントは全作業を監理する。コンサルタントはプロジェクト完了後の PGCB 運転・保守要員の教育を行う。ここでは請負業者の現地作業期間を通して総括、送電技術者 2 名、変電技術者 1 名が建設サイトに駐在する。また、通信技術者が短期的に従事する。

e) 使用前試験および瑕疵担保期間

全ての工事完了後、コンサルタントは請負業者による個別設備毎の使用前試験及びシステム運転試験の監理を行う。また、請負業者から提出されるプロジェクト完了報告書及び保守・運転マニュアルを確認・承認し、PGCB の請負業者への引き渡し証明発行支援を行う。コンサルタントは PGCB と協力して瑕疵担保期間満了前に全ての関連設備を点検する。

(2) 資機材品質管理

a) 設計・図面の検査

コンサルタントは、請負業者から提出される設計・製造図面・品質監理マニュアルを詳細に検査する。コンサルタントは必要に応じて請負業者の提案書を否認し、契約仕様に基づく再設計を指示する。

b) 資機材検査・試験

主要資機材については、品質確認のため、PGCB スタッフ立ち会いの下、輸送に先立ち工場試験を行う。

(3) 工事期間中の品質管理

a) 工事図面

コンサルタントは品質管理のため、請負業者に工事図面、工程、作業計画の提出を指示し、請負業者による品質管理と作業進捗を管理する。

b) 資材試験

コンサルタントは、評判の良い現地研究所における基礎及び建造物に用いられるコンクリート及び鉄筋のサンプル試験の実施を指示する。契約書類において請負業者によるコンサルタント抽出コンクリート片の圧縮試験実施義務を規定する。

c) 現地作業管理

送電線作業(基礎、鉄塔組立及び架線)及び変電所作業(土地造成、基礎、建屋増設及び機器据付)の実施期間中、コンサルタント及び PGCB の検査員は、資機材の損傷に配慮す

るとともに損傷した資機材が発見された場合は、補修・取替を指示する。請負業者への支払証明書発行に先立ち、コンサルタント及び PGCB 検査員は支払い申請に表明される工事進捗及び全設備の品質を検査する。

d) 使用前試験

コンサルタント及び PGCB は設備引き渡し前に実施される包括使用前検査及び試験で最終的に確認する。

#### 10.4.4 送電線・変電所建設スケジュール(Lot 2)

400kV Matarbari CFPP～Anowara変電所間送電線は総長約61.5kmであるが、2度の乾期と幾分の工事猶予を考慮し、かつ用地取得及び補償に関する工事期間に影響を及ぼす大きな問題が生じないと仮定し、1業者により30ヶ月(2年6ヶ月)で完成するものと想定する。コンサルティング契約から運転開始までの400kV Anowara変電所拡張を含む当該送電線建設の実施スケジュールを次図に示す。

Bangladesh 国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

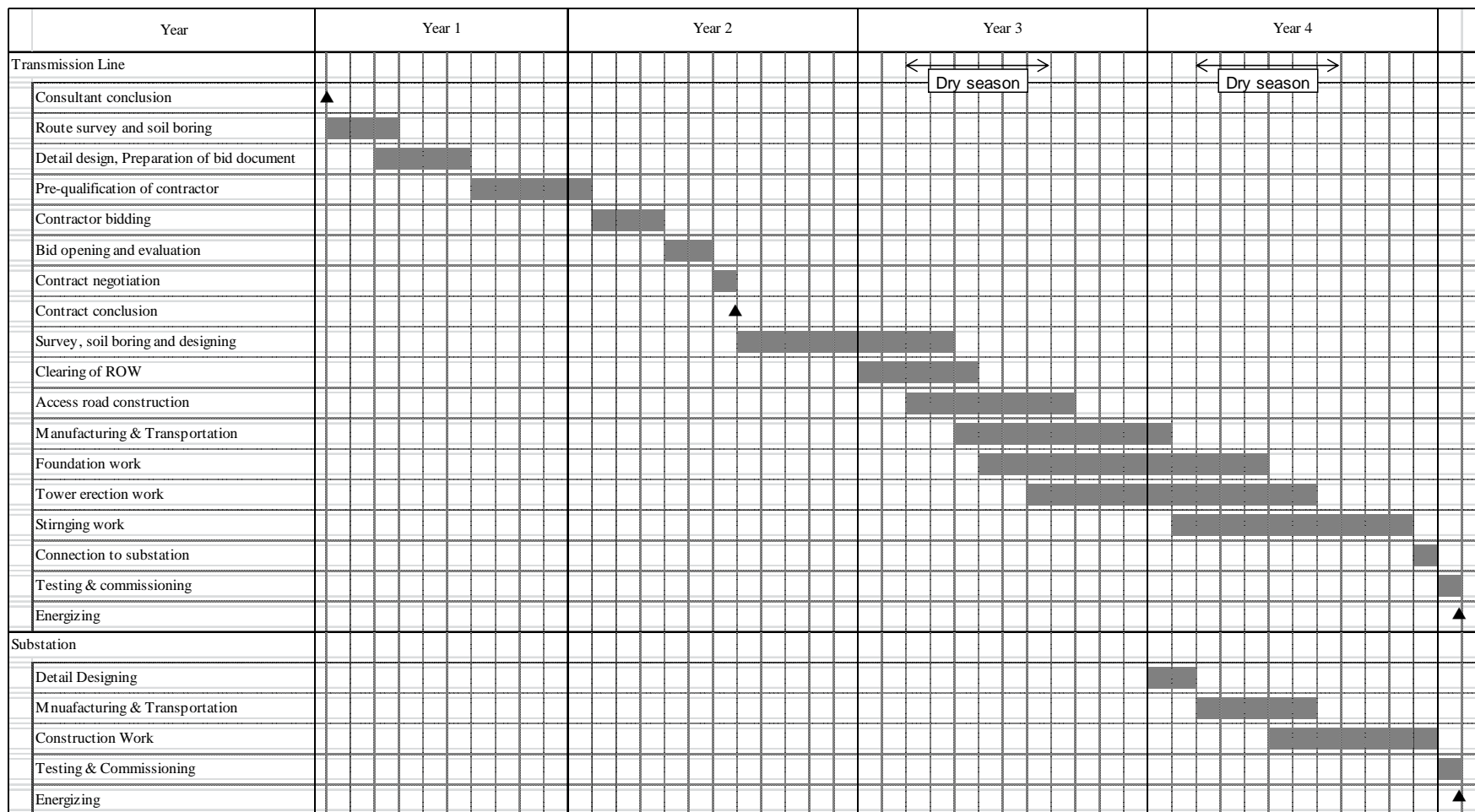


図 10.4-1 送電線及び変電所建設スケジュール

## 10.5 経営計画コンサルティングサービス

### 10.5.1 サービスの範囲

経営計画コンサルタントの主たる業務は、CPGCBLの経営計画を作成することである。コンサルタントは、基本的には、BPDBや他の先行する公益企業が所有する規則や規定を参考にして、CPGCBLとの協議により業務を実施する。コンサルタントは、以下の業務を実施するとともに、CPGCBLに対して必要なサポートと技術移転、研修を提供する。

#### Part 1: 経営計画と人材管理計画

- a) 経営計画作成の支援
- b) 各個人、組織、発電所における業務分担と権限の設定
- c) 給与及びボーナス体系の整備
- d) 福利厚生体系、人材開発政策、要員雇用計画の整備
- e) 服務規程、人材管理政策の整備
- f) 既存のロードマップとアクションプランの見直しのサポート

#### Part 2: 財務会計体系整備に関する準備作業

- a) 内部統制システムの評価と強化
- b) 財務政策の整備
- c) 権限委譲の整備
- d) 基本的な会計政策、会計規則の整備
- e) 勘定科目表の整備
- f) 予算政策と処理方法の整備
- g) 予算マニュアルの整備
- h) 会計マニュアル（フォームを含む）の整備
- i) 統合会計業務処理の設計
- j) CPGCBLの財務・会計要員が、上記に示した規則や手順で規定された業務処理を行う際に必要な知識・技能を取得することをサポートする。

#### Part 3: 運転維持管理体系整備に関する準備作業

- a) データ管理システムを含む運転維持管理マニュアルの作成
- b) Bangladesh Labour Act 2006、JICAの安全品質管理システムチェックリスト、IFCが提案しているEnvironmental, Health, and Safety Guidelinesなどを踏まえた、安全マニュアルの作成
- c) 基本的な教育・研修マニュアルの作成
- d) 環境管理マニュアルの作成
- e) CPGCBLの運転維持管理要員が、上記に示した規則や手順で規定された運転維持管理業務を行う際に必要な知識・技能を取得することをサポートする。

#### Part 4: TQM (Total Quality Management)の推進

- a) CPGCBL内にTQM Promotion Office を設立することのサポート
- b) TQM推進計画の作成とその計画に基づいた推進活動に関してTQM Promotion Office をサポートする。
- c) TQMに関心を向けるOJT活動に関して、TQM Promotion Officeをサポートする。

Part 5: 業績評価システムの導入

- a) 「バ」国の電力セクターにおける個人の業績評価システムと昇進システムの現状に関する情報を調査して評価する。
- b) 会社のビジョンや戦略と一致した業績管理システムの開発（業績評価と給与との連動を含む）

### 10.5.2 必要な専門家

経営計画コンサルティングサービスは、以下に示す海外コンサルタントと国内コンサルタントにより提供される。ただし、専門家の配置はこれに限定するものではない。

#### 海外コンサルタント

- 1) Project Manager/ Management System Expert
- 2) Financial & Accounting System Expert
- 3) Operation and Maintenance Expert
- 4) TQM (Capacity Building) Expert
- 5) Performance Management System Expert

#### 国内コンサルタント

- 1) Deputy Project Manager/ Management System Expert
- 2) Financial & Accounting System Expert
- 3) Operation and Maintenance Expert
- 4) TQM (Capacity Building) Expert
- 5) Performance Management System Expert

## 10.6 石炭調達コンサルティングサービス

### 10.6.1 サービスの範囲

石炭調達コンサルタントの業務は、以下の点を考慮して他国から石炭を調達することである。

- 長期的に安定した供給を確保する。
  - 良質な石炭をできるだけ安価に調達する。
  - 調達時の透明性を確保する。
  - 将来の「バ」国石炭需要の拡大を踏まえ、国内に石炭調達のノウハウを蓄積する。
- コンサルタントは、以下の業務を実施する。

#### Part 1: 石炭調達条件の決定

- a) 発電所の設計条件をレビューし、調達する石炭の品質（発熱量、灰分・水分・硫黄分などの含有量）の幅を決定する。
- b) 港湾の設計条件をレビューし、港湾設備（着岸可能な船舶のサイズ、石炭の荷揚げに要する時間数など）の使用条件を決定する。
- c) 調達開始時期と調達ロット（年間調達量と契約年数）の決定
- d) 落札者決定の際に使用する評価基準の決定
- e) 石炭品質のチェック方法の決定

Part 2: 応札者の事前審査のサポート

- a) 事前審査における評価基準（資格要件、JV 要件、一般経験要件、特殊経験要件、財務能力、組織能力などを含む）の選定
- b) 事前審査用書類の作成
- c) 事前審査に関する公示のサポート
- d) CPGCBL と JICA の双方のガイドラインに沿って、提出されたプロポーザルのチェックとレビュー
- e) CPGCBL が作成し、JICA が承認した評価基準に従って応札者の評価を実施
- f) CPGCBL と JICA の双方からのコメントを踏まえて、評価報告書の見直し、更新
- g) 評価報告書（案）を作成し、CPGCBL が最終評価報告書を作成するのをサポートする。

Part 3: 国際競争入札のサポート

- a) 石炭調達用の入札図書（一般条件と通商条件、契約条件、技術的仕様、スケジュール、CPGCBL と JICA の双方のガイドラインに沿ったフォームを含む）の準備、チェック、レビュー
- b) 入札前会議のサポート
- c) 応札者の質問への回答や入札図書への追補に関するサポート
- d) CPGCBL が作成し、JICA が承認した評価基準に従って、提出された入札書類を審査し評価する。
- e) CPGCBL の評価報告書（案）を準備し、CPGCBL が技術的観点から責任入札者を選定することをサポートする。
- f) すべての応札について、石炭の価格の妥当性、品質、供給の安定性などを入札図書の内容に従って評価基準を基に数値化し、集計して評価する。
- g) 評価報告書（案）に対する CPGCBL や JICA のコメントを踏まえ、最終評価報告書と落札者の推奨案を準備する。
- h) CPGCBL と落札者との間で交わされる契約書（案）を準備する。

Part 4: CPGCBL が実施する契約締結に関する業務の支援（Supporting Agency として）

- a) Supporting Agency の立ち上げ（組成）
- b) Fuel Supply Agreement (FSA) 草案の準備.
- c) FSA（毎年の価格交渉、契約延長などを含む）に関する事項について CPGCBL をサポートする。

- d) 石炭輸送に関する契約書の準備と船舶会社との契約のサポート
- e) 港湾の運用維持管理に関する契約書の準備と港湾運用会社との契約のサポート
- f) CPGCBL が、上記の契約に従って支払い手続きを実施する際のサポート

Part 5: CPGCBL が実施する石炭管理に関する業務の支援（Supporting Agency として）

- a) 燃料輸送の指示（量、時期）
- b) 配船の指示
- c) 石炭調達マニュアルの作成
- d) 港湾及び貯炭場における O&M マニュアルの作成
- e) CPGCBL と港湾運用会社（及び貯炭場運用会社）との運用に関する調整
- f) CPGCBL の石炭管理要員が、上記に示した規則や手順で規定された石炭管理業務を行う際に必要な知識・技能を取得することをサポートする。

#### 10.6.2 必要な専門家

石炭調達コンサルティングサービスは、以下に示す海外コンサルタントと国内コンサルタントにより提供される。ただし、専門家の配置はこれに限定するものではない。

##### 海外コンサルタント

- 1) Project Manager/ Coal procurement Expert
- 2) Coal Expert
- 3) Coal-fired thermal power plant Expert
- 4) Operation and Maintenance (harbor and coal yard) Expert
- 5) Economist
- 6) Contract Expert

##### 国内コンサルタント

- 1) Thermal power plant Expert
- 2) Operation and Maintenance (harbor) Expert
- 3) Contract Expert



## 10.7 アクセス道路のコンサルタント業務実行計画

### 10.7.1 コンサルタントの業務範囲

#### (1) コンサルタント業務の目的

コンサルタント業務は、我が国の円借款事業に係るコンサルタント雇用のためのガイドライン（2012年4月）に基づき、国際的なコンサルティング会社（以下 "コンサルタント"と呼ぶ）と現地コンサルタントとが共同で実施するものとし、コンサルタント業務の目的は、以下の作業を通じてアクセス道路事業の効率的かつ適切な実施を達成することである。

- (1) 詳細設計
- (2) 入札支援
- (3) 施工監理
- (4) 環境管理計画（EMP）、環境モニタリング計画（EMOP）と住民移転計画（RAP）の実施促進

## (2) コンサルタント業務の範囲

### 1) 基本的必要事項

#### 詳細設計

コンサルタントは以下の業務を担当、実施するものとする。

- (a) アクセス道路のJICA準備調査中に収集され、参照可能な全ての一次、二次データを確認し、検証する。
- (b) 地形測量、水文調査、地質調査、材料の可用性調査等の必要な全ての測量、調査の実施。
- (c) 効果的なモニタリングとタイムリーにプロジェクト成果を出すために、詳細な作業計画、進捗報告と実施スケジュールを作成し、定期的にそれらを更新する。
- (d) RHD、コントラクター及び全ての利害関係者にとって明解な詳細設計を作成する。全ての設計は適用可能な「バ」国の基準或いは適切な国際基準に適合しなければならない。詳細設計には最低でも、施工図面、詳細な積算、アクセス道路のエンジニアリングの詳細を決定し、正当化するために必要とされる技術計算を含むものとする。それらと共に詳細な仕様書、数量表（BOQ）及び実施スケジュールを含む契約文書が作成されるものとする。仕様書には資材及び作業の品質、安全管理と環境保護について記述されているものとする。詳細設計は、RHDの要求を満たすよう、RHDとの緊密な協議を通じて作成され、最終的には詳細設計報告書として纏められ、RHDの承認を得なければならない。

#### 入札支援

##### ● 事前資格審査(PQ)手続きの支援

コンサルタントは以下の業務を担当、実施するものとする。

- (a) アクセス道路の技術的特徴を考慮に入れて PQ 基準の技術的・財政的な要件、能力、と経験を定義する。
- (b) 円借款標準事前資格審査資料の最新バージョンに準拠して PQ 書類を準備する。
- (c) RHD を支援して事前資格審査の公示、追加／変更と応募者からの質問への回答。
- (d) PQ 書類に記載された基準に基づき、PQ 応募書類を評価する。
- (e) PQ 評価委員会の承認を得るために、PQ 評価報告書を作成する。

##### ● 入札手続きの支援

コンサルタントは以下の業務を担当、実施するものとする。

- (a) 関連する全ての仕様書、図面及びその他の書類と共に、調達のための円借款の標準入札書類の最新バージョンに準拠して入札書類を作成する。
- (b) 入札書類はコントラクターが、環境管理計画（EMP）及び JICA のガイドライン（2010年4月）（JICA 環境ガイドライン）の要件に準拠して作成された条項に従う旨を記載した条項を含むものとする。
- (c) RHD を支援して、入札書類の発行、入札前説明会の開催、補遺/正誤表の発行及び入札者からの質問への回答を行う。
- (d) 入札書類に規定された基準に基づき入札書類を評価する。コンサルタントは技術提案書に記載されている現場組織体制、動員スケジュール、手法説明書、建設工程、安全管理計画及び

環境管理計画（EMP）が相互に整合が取れているか、関係する法律、ガイドライン、仕様書及び入札書類の他の部分とも適合しているかを綿密に確認するものとする。

- (e) 入札評価委員会の承認を得るために入札評価報告書を作成する。
- (f) RHD を支援して契約交渉のための議題を用意し、契約交渉の促進及び議事録の作成を行う。
- (g) 契約書案及び契約書の最終版を作成する。

#### 施工監理

コンサルタントは、発注者とコントラクターとの間で取り交わされる契約に基づき、建設期間中にその業務を実行するものとする。円借款の標準入札書類に記載されている特定の規定により補完された、FIDIC MDB 契約約款調和版（2010年）の内容が土木工事の調達に適用される。

このため、コンサルタントは以下の業務を実施しなければならない。

- (a) RHD によって委任される権限に基づいて、施工監理、契約管理業務を遂行するエンジニアとして行動する。
- (b) 発注者の主導のもとに発行、命令される各種の変更、請求に関する支援を行う。
- (c) コントラクターに対して業務開始命令を発行する。
- (d) コントラクターのパフォーマンス・ボンド、前渡金保証及び必要な保険の受理について RHD に提言をする。
- (e) コントラクターから提出された作業プログラム、手法説明書、資材入手源、人員及び機材の配置を含む提案を検討し、承認する。円借款のコンサルタントの雇用のためのガイドライン（2012年4月）の項目 3.03 を踏まえ、その提案が特に関係法令に定める安全要件、仕様書或いは契約の他の部分の要求事項を満たしているか注意を払うものとする。
- (f) 契約書類における不明確な点或いは矛盾している事項について説明をし、必要な説明或いは指示を出す。
- (g) 工事詳細設計図面の確認、検証、コントラクターの工事図面の承認、必要な場合はコントラクターに対して、さらに図面或いは指示を発行する。
- (h) 工事により影響を受ける全ての公共施設が速やかに移転されるよう関係当局と適切に連携する。
- (i) コントラクターが工事を図面及び他の設計の詳細に従って行われているかを確認するために現場検査を行う。
- (j) 工事が契約期限内に完了することを確実にするために、工程計画に対する工事及び予算面の進捗状況をモニターする。
- (k) i)工事の品質、ii)安全、iii)環境保護に関わる事項を含む契約上の全ての要件がコントラクターによって守られているか工事の管理をする。円借款のコンサルタント雇用ガイドライン（2012年4月）の項目 3.03 を踏まえ、コンサルタントが提案した事故防止を担当する要員が現場に配置されているか、建設工事が関係する法令、仕様書及び契約の他の部分の要件に準拠して行われているか確認する。
- (l) コントラクターが実施する現場試験、サンプリング及び試験所試験を監督する。
- (m) 仕様書に基づき、工法、使用する機材、工事出来映えを現場で点検する。また工場出荷前検査、製造テストに立ち会う。
- (n) コントラクターの工事進捗を調査、検証し、契約に定められた中間支払証明書及び最終支払証明書等の支払い証明書を発行する。

- (o) アクセス道路建設のため雇用される他の業者の作業との連携、調整を図る。
- (p) 現場の状況に応じて、必要な設計、技術仕様書や図面、関連する技術計算と積算の見直しを行い、変更指示書を発行する。（もし有れば、他の事業において他のコントラクターが講じた事例に即して必要な対応策。）
- (q) 工事上の不適合及びその適切な是正策について RHD にタイムリーな報告を行う。
- (r) 土木工事契約に基づき、契約当事者（例えば RHD、コントラクター）が発行された請求事項を点検し確定する。
- (s) 土木工事契約の規定に基づき、工事検査を行い、履行証明、引渡証明等の証明書を発行する。
- (t) 欠陥責任期間中の検査を提供し、欠陥が指摘された場合、コントラクターに是正を指示する。
- (u) コントラクター業務の一環として作成された竣工図が有れば、それを検査、確認する。

### 環境管理計画（EMP）、環境モニタリング計画（EMOP）及び住民移転行動計画（RAP）の実行促進

コンサルタントは以下の事項を実施するものとする。

- (a) 必要に応じてEMPを適切に更新し、設計、契約書類の必要な技術仕様を組み込む。  
EIA / IEEとEMPで説明した。
- (b) 入札書類を作成する際にEIA/IEEとEMPに説明されている環境面の責任を明確に規定する。
- (c) EMP、関連する計画とJICA環境ガイドラインに従って工事コントラクターが作成する環境プログラムをRHDが検討する支援をし、承認のために提言及び必要な修正をする。
- (d) EMPで特定された対策をRHDが実施する上での支援。
- (e) EMPの有効性、工事による環境への負の影響をモニターし、RHDが状況を改善するために必要な場合、実施可能な解決策を含む技術的な助言する。
- (f) RHDが行うEPCに記載された条件、EMPとJICA環境ガイドラインの要件を遵守しているかをモニターする活動を支援する。
- (g) 必要に応じて、環境社会配慮に関わるJICA助言委員会の要求に対する回答作成の支援。
- (h) 実務を通じて習得される環境アセスメント技術、緩和策の計画策定、管理、監視と報告を含む環境管理に関わるRHD職員の能力向上の支援。
- (i) 合意された移転の枠組み、受給資格マトリックス、補償計画を詳細計画に基づき、必要に応じてRAPの更新またはその作成を行う。複数の関係機関との調整を行い、タイムリーな土地購入と被影響住民（PAPs）に対する支払い手続きの準備をする。
- (j) RHDが行う適格なPAPの特定、有資格PAPリストの作成／更新、個別の有資格PAPに対する支払書の作成を支援する。各PAPが移転して行く場所は、RHDが移転者の収入と生活条件の監視を実施するために記録されるものとする。
- (k) RHDを支援して、詳細設計の早い段階で、社会面のアセスメントを行う。特定された優先順位に基づき、必要に応じて、関係する政府機関や非政府組織（NGO）の協力を得ながら脆弱なPAPのための既存の収入回復計画と特別支援計画の中身を検討し、改定、更新するものとする。以下の内容が計画に含まれるものとする。
  - I.職業訓練の提供
  - II.プロジェクトに関連する就労機会の提供
  - III.社会福祉面の助成
  - IV.農業普及サービスの提供

#### V. 脆弱なPAPに対する特別手当の提供

- (l) RHDを支援して、改訂版RAPで確認された対策を講じる。
- (m) RHDまたは管轄する当局によって行われる土地収用および補償活動をモニターし、その結果を月例報告書として提出する。
- (n) 実施NGO（INGO）と外部監視機関（EMA）の調達を支援する。
- (o) RHDを支援して、利害関係者の参加を（脆弱なPAPのためのフォーカスグループディスカッションを含む）促進し、彼らのコメントをRAPに反映させる。
- (p) RHDを支援して、苦情処理委員会の編成を含む苦情処理の仕組み作りを行う。
- (q) RHDを支援して、PAPが苦情処理の手続き及び彼らの苦情を申し出る手順について十分に認識するようにする。苦情の正確性を審査し、企業処理委員会或いは裁判所に持ち込まれる前に、友好的に、公正に、そして透明性を持った解決策を取る行動起こすよう助言する。
- (r) 必要に応じて、記録の保持とその更新のために苦情処理委員会に技術的サービスを提供する。

#### 2) 特記必要条件

##### 安全管理

事業の安全性を確保するため、RHD は以下の対策を講じるものとし、コンサルタントは RHD が提示する安全管理に関する提案に従うものとする。

- (a) 工事調達のための入札書類は以下の事項を含むものとする。
  - i) 「バ」国と関連する国際規定（国際的な組織のガイドラインを含む）の法令に準拠していること。それらがもしあれば、契約書に明確に規定されるものとする。
  - ii) 入札者は、入札書類に定める要件を満たす安全計画を提出するものとする。
  - iii) 入札者によって提案される重要な要員として事故防止担当の要員を含むものとする。
- (b) コンサルタントは、プロジェクトの安全性を確保するため、次の措置をとるものとする。
  - i) 工事調達のための入札書類作成、その確認をする際に、コンサルタントは、(a) に規定されている要件が完全に満たされていることを確認する。
  - ii) コンサルタントは、入札者が提出する安全計画を見直すものとする。
  - iii) 施工監理において、コンサルタントはコントラクターが提案した事故防止の要員が正式に現場に配置されているか確認し、工事が契約に定められた安全要件に従って実施されているか確認しなければならない。コンサルタントは、上記含む安全対策に関する問題を認識したら、コントラクターに対して適切な是正措置を取ることを要求する。

#### 10.7.2 報告書及び提出書類

コンサルタント業務の一部として、コンサルタントは、表 10.7-1 に示す報告書及びその他提出書類を作成し、RHD に提出することとする。コンサルタントは、これら提出物の電子データも提供することとする。

表 10.7-1 報告書及び提出書類リスト

区分	種類	提出時期	部数
総合	Inception Report	業務開始後1ヶ月以内	10
	Monthly Progress Report	毎月	10
	Project Completion Report (for submission to JICA)	業務完了時	10
詳細設計	Project Definition Report	業務開始後3ヶ月以内	20
	Draft Detailed Design Report	業務開始後11ヶ月以内	20
	Cost Estimate Report	業務開始後12ヶ月以内	20
	Final Detailed Design Report	業務開始後12ヶ月以内	20
	Final Design Report	業務開始後12ヶ月以内	20
入札支援	Pre-qualification Document Report	業務開始後12ヶ月以内	20
	Bidding Document Report	業務開始後12ヶ月以内	20
	Pre-qualification Evaluation Report	PQ 締め切り後1ヶ月以内	15
	Technical Evaluation Report	入札締め切り後1ヶ月以内	15
	Tender Evaluation Report	業務開始後12ヶ月以内	15
施工監理	Quarterly Progress Report	3ヶ月毎	10
	Quality Control Report	毎月	10
	Construction Completion Report (and As-built Drawings, if any)	業務完了時	20
	Performance report	欠陥責任期間終了時	20
環境社会配慮	Land Acquisition and Resettlement Monitoring Report	アクセス道路事業の第1期	10
	Environmental and Social Plan Report	アクセス道路事業の第1期	20
その他	Technical Report	既定通り、或いは要請に応じて	指示に基づく部数

### 10.7.3 専門的必要条件

想定されるコンサルタントは下記の表にリストされるもので、国際コンサルタント（Pro-A）と現地コンサルタント（Pro-B）により構成されるものとする。ただし、下記に限定するものではない。

表 10.7-2 主要コンサルタント要員

Designation
国際コンサルタント (Pro-A)
Team Leader/ Civil Engineer 1
Bridge Engineer 1
Local Consultants (Pro-B)
Civil Engineer 2
Bridge Engineer 2
Geotechnical Engineer
Environmental Engineer
Resettlement Specialist
Highway Engineer
Hydrologist
River Training Engineer
River Engineer
Pavement Engineer
Structural Engineer
Quantity Engineer
Quality Engineer
Material Engineer
Electrical Engineer
Cost Estimator
Surveyor
Document specialist

#### 10.7.4 コンサルタントの必要条件

コンサルタントの必要条件は以下の通りとする。

- (1) "我が国の円借款に係るコンサルタント雇用ガイドライン"に準拠してコンサルタントを調達することに同意すること。
- (2) コンサルティング企業は、国内と海外において、交通分野（道路、橋梁）に関わる調査、詳細設計、入札支援及び施工監理業務に十分な経験を有していること。
- (3) コンサルタント企業は、軟弱地盤地域における堤防等の河川構造物に関わる調査、詳細設計と施工監理の経験を有することが望ましい。



10.7.5 事業実施組織、体制

(1) コンサルタントチームの構成

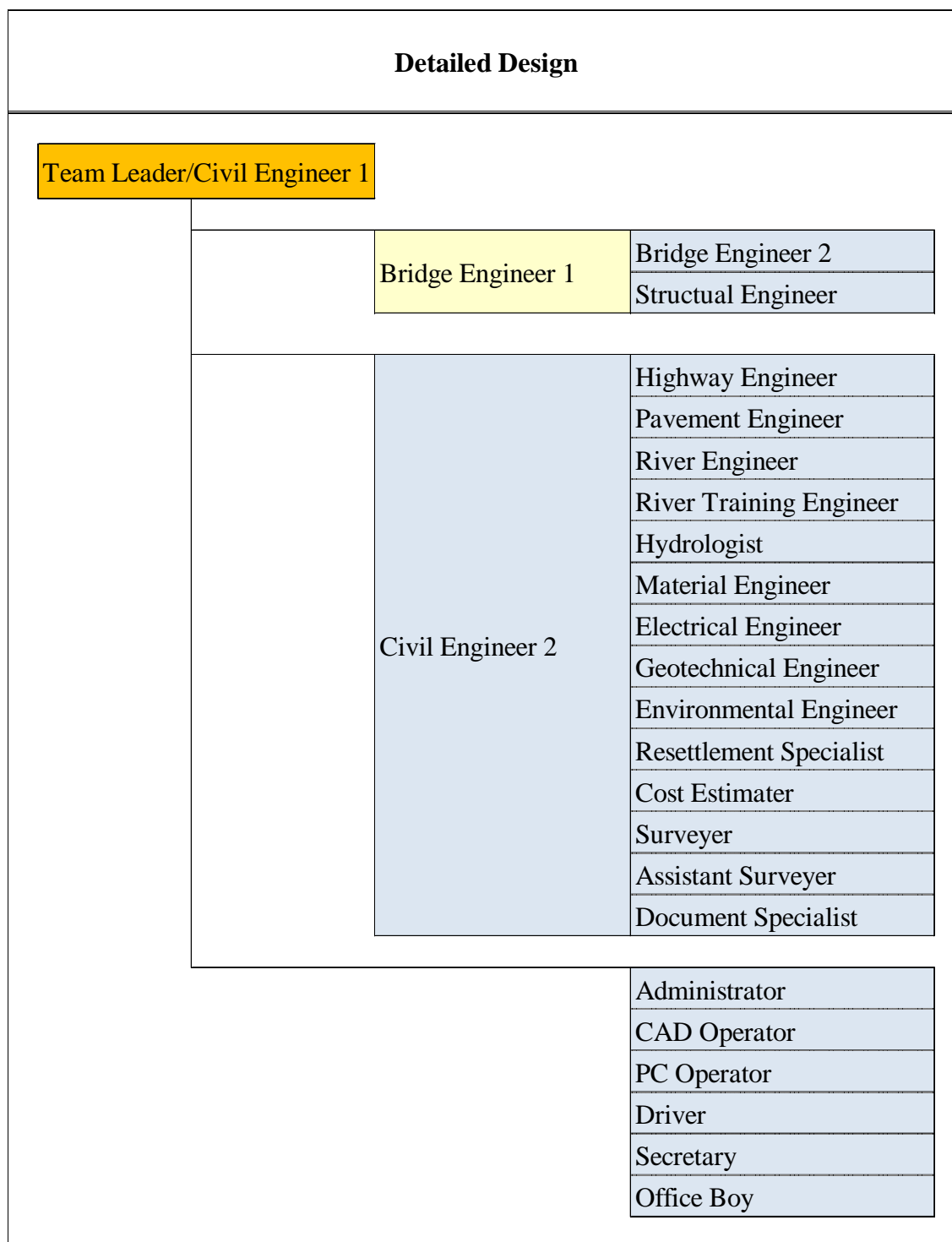


図 10.7-1 詳細設計におけるコンサルタントチームの構成

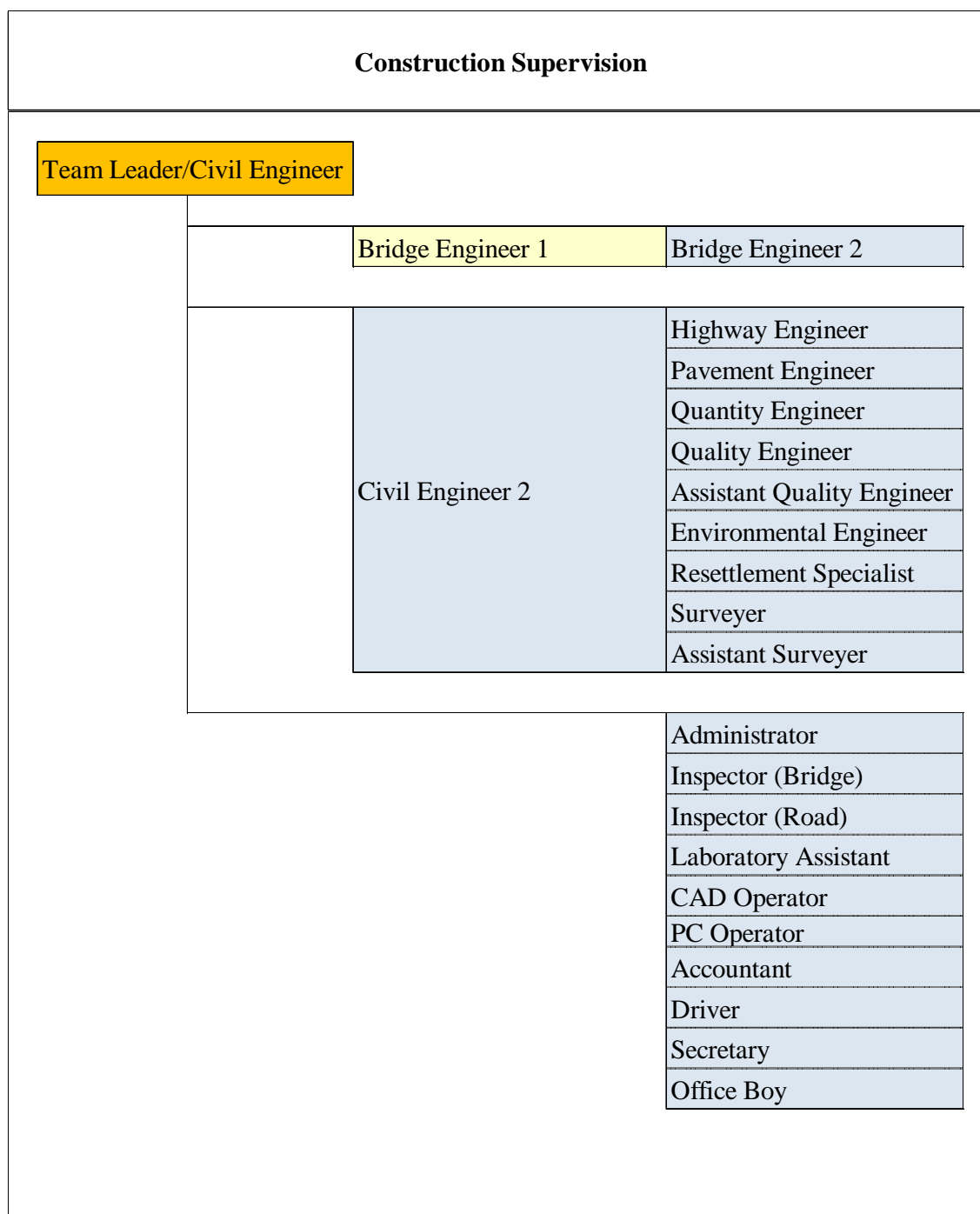


図 10.7-2 施工監理におけるコンサルタントチームの構成

## 第 11 章

### 事業実施体制



## 第11章 事業実施体制

### 11.1 プロジェクトの実施体制

#### 11.1.1 基本方針

「バ」国政府が2008年5月に示した「電力セクター改革ロードマップ (2008 -2010)」によると、現状の電力セクターについて「組織としての明確な目標、的確な財務的・商業的独立がなく、的確なインセンティブが欠けていることから、結果として事業運営が非効率になっている。」という問題意識を投げかけている。この状況を打開するロードマップとして発電部門に関しては、以下の項目を掲げている。

#### 電力セクター改革ロードマップ (2008－2010)

##### 既設発電所

- 1.1 公的セクターにおけるすべての既設発電所はプロフィットセンターに変更し、最終的には個々または統合して法人組織化する。
- 1.3 経営および財務計画を策定する。
- 1.5 技術向上および管理効率を高め、グッドガバナンスを確立する目的で管理計画を策定すること。
- 1.6 人材育成プログラムには特に力を入れること。
- 1.7 技術および管理能力を向上させ、アカウントビリティを確立するために、TQM のような品質管理活動を導入すること。

##### 新規発電所

公的セクターの新規発電所には、特にグッドガバナンス、効率的な O&M および商業的環境の確立に力を注ぐこと。

また、発電能力を増加させる一つ的手段として、電力セクターに競争環境を導入し、public-private partnership の拡大を目的に、“Policy guidelines for enhancement of private participation in the power sector, 2008”が策定されている。

本プロジェクトの実施体制の検討にあたっては、これらの方針を十分に考慮する。

#### 11.1.2 プロジェクトの実施主体

「電力セクター改革ロードマップ (2008 -2010)」に述べられているように、発電所は効率的な運用が求められており、その状況を目に見える形で示す必要がある。そのために、BPDB が所有する既設の発電所は、それぞれに経営計画、財務計画を策定し、毎年の発電原価実績を Annual Report で開示している。しかし、この数値はあくまでも BPDB 内部での試算値であり、

効率的な運用を行って当初の目標値よりも多くの利益を得たととしても、発電所長自身の権限でその利益を自由に使えるわけではない。

一方、新設発電所においては、効率的な O&M と商業的環境を確立することが求められている。BPDB 内部において、政府の関与および庇護のもとでは、自由な経営環境が整っていないため、このような要求を実現するのは難しく、APSCCL, EGCB や NWPGL といった BPDB から切り離された発電会社において独立した経営を実施し、効率的な運用を行うことにより得られる収益を Board の決定の下に自由に使用できる環境を構築することが重要である。

CPGCL は、主として海外炭火力発電所の建設、運転を行うことを目的として設立されており、本プロジェクトの実施主体として最適である。しかし、2013 年 2 月時点でまだ正式な Managing Director が決定しておらず、会社としての基盤が全くできていない。EGCB や NWPGL は既に BPDB から切り離された発電会社として着実に歩みを始めており、定款上も本プロジェクトの実施主体となることを否定する要素はないので、CPGCL が会社としての基盤形成に時間がかかるようなら、EGCB や NWPGL に実施主体を任せるというのも一つの方策である。

### 11.1.3 本プロジェクトの実施体制案

本プロジェクトの目的は、海外炭を燃料とする石炭火力の建設および運転である。その目的を実現するために、石炭火力発電所（貯炭設備を含む）、海外炭輸入用の港湾に加えて、付帯設備である 400kV 送電線、アクセス道路の建設が必要になる。これらの業務は監督官庁が異なっている上に、専門とする技術も異なるので、すべてを一つの実施主体が実施すると付帯設備である送電設備やアクセスロードの管理が十分行き届かなくなる可能性がある。

付帯設備の規模が比較的大きい点を考慮し、本プロジェクトは以下に示す通り、「パ」国政府電力管轄である Power Division の下、石炭火力発電所、石炭設備、港湾設備などの主要設備を CPGCL が受け持ち、付帯設備である送電設備は PGCB、アクセスロード部分は RHD がそれぞれ実施する体制が望ましい。

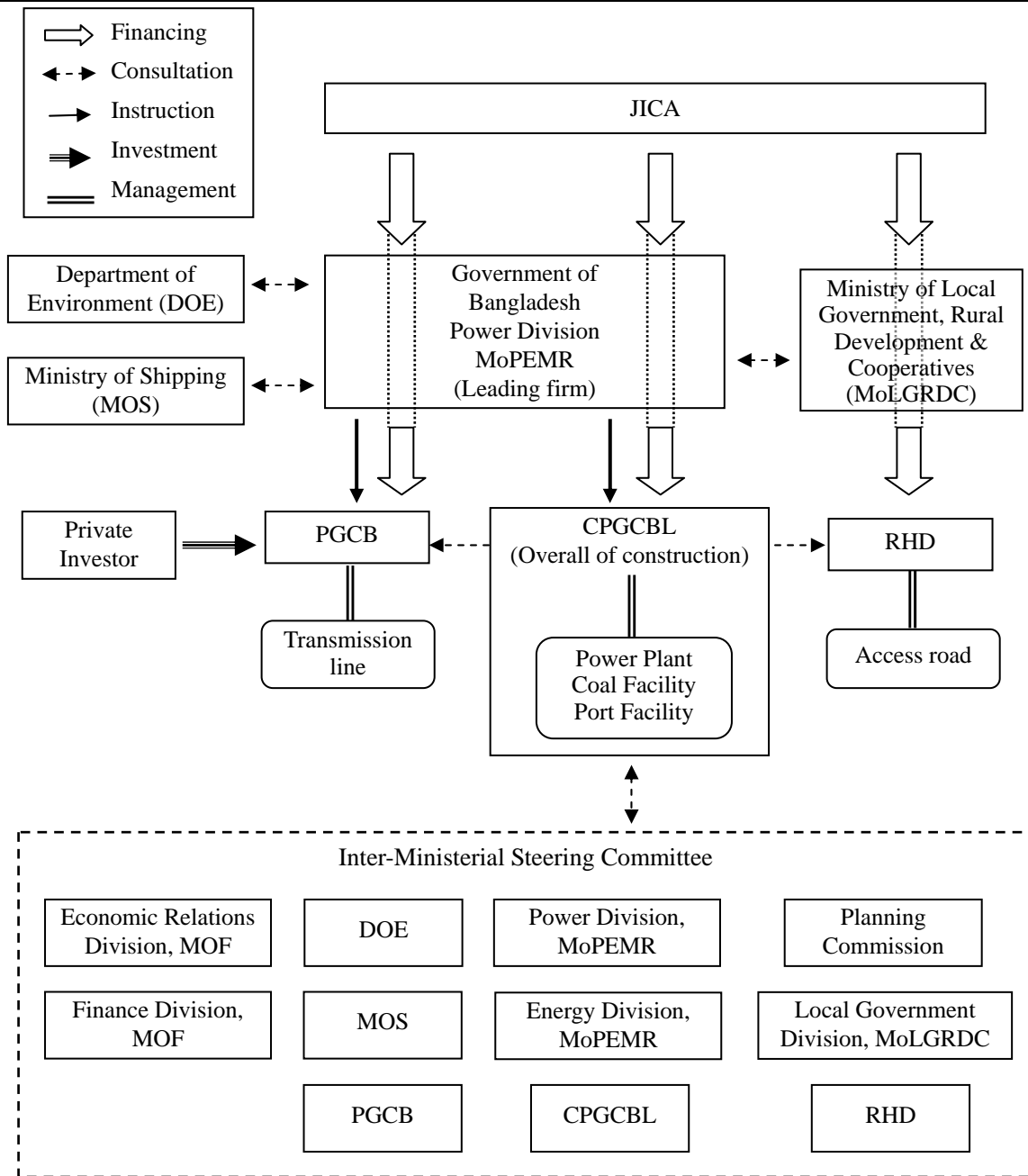


図 11.1-1 建設実施中の体制案

本事業の推進にあたっては、多くの政府機関が関係してくる。事業を適切に推進していくためには、常に事業の進捗状況を監視し、関連する情報を共有し、政府機関間にまたがる課題について、各関係機関が常に協調して解決していくことが重要である。このような観点を踏まえ、調査団は関係政府機関の相互協調と事業の着実な推進を目的として、Inter-Ministerial Steering Committee (IMSC)の設置を提案する。IMSCの概要は以下のとおりである。

(1) 役割と責任

IMSC は、事業の進捗状況を確認し、政府機関間の円滑な協調を図る責任がある。IMSC は事業に係るすべての課題について議論し、その課題解決に向けて IMSC 委員間の協調を図る役割を担っている。最初の IMSC 委員会は、円借款契約締結後 2 カ月以内に開催する。その後、6 カ月ごとに定期的に開催する。

関係機関が必要な協調を確実に実行するために、IMSC 委員は第 2 回委員会開催前に相互協定の証として、Memorandums of Understanding (MOU) にサインをする。この MOU にサインをすることにより、事業実施にあたって、関係者間に係る課題が発生した際に、MoPEMR の Power Division は、委員機関に属するどの事務所に対しても、公式に技術的なサポートを要求することが可能となる。

(2) 委員の構成

IMSC の議長は Secretary of Power Division, MoPEMR であり、その構成を以下に示す。

表 11.1-1 IMSC の構成

	Organization	Status in organization	Title in IMSC
1	Power Division, MoPEMR	Secretary	Chairperson
2	Power Division	Representative	Member
3	Energy Division, MoPEMR	Representative	Member
4	Planning Commission	Representative	Member
5	Economic Relations Division, MOF	Representative	Member
6	Finance Division, MOF	Representative	Member
7	Ministry of Shipping	Representative	Member
8	Department of Environment	Representative	Member
9	Local Government Division, MoLGRDC	Representative	Member
10	CPGCBL	Representative	Member
11	PGCB	Representative	Member
12	RHD	Representative	Member

建設段階では、送電線もアクセスロードも発電所の付帯設備として、決められた時期に運転開始させることが必要である。品質管理、工程管理を確実に進めていくためには、指揮命令系統が一貫していることが非常に重要であり、CPGCBL の傘下に PGCB および RHD を置き、送電線とアクセスロードの建設も含めて CPGCBL が一貫して管理できる体制が望ましい。（実際には、関係省庁間の調整は Power Division が主体となって実施し、プロジェクト全体の工程管理は、CPGCBL をサポートする形で、発電所の ES 担当のコンサルタントが実施する。）

一方、運転開始後のフェーズになると、送電線もアクセスロードも、もはや本発電所専用のものという扱いではなくなるため、CPGCBL が O&M を担当するのは不自然であり、また負担



にもなる。よって、PGCB および RHD はそれぞれ独立して、自分の設備として O&M を行う体制とすべきである。

#### 11.1.4 運転開始後の維持管理体制

各設備の維持管理体制を以下に示す。

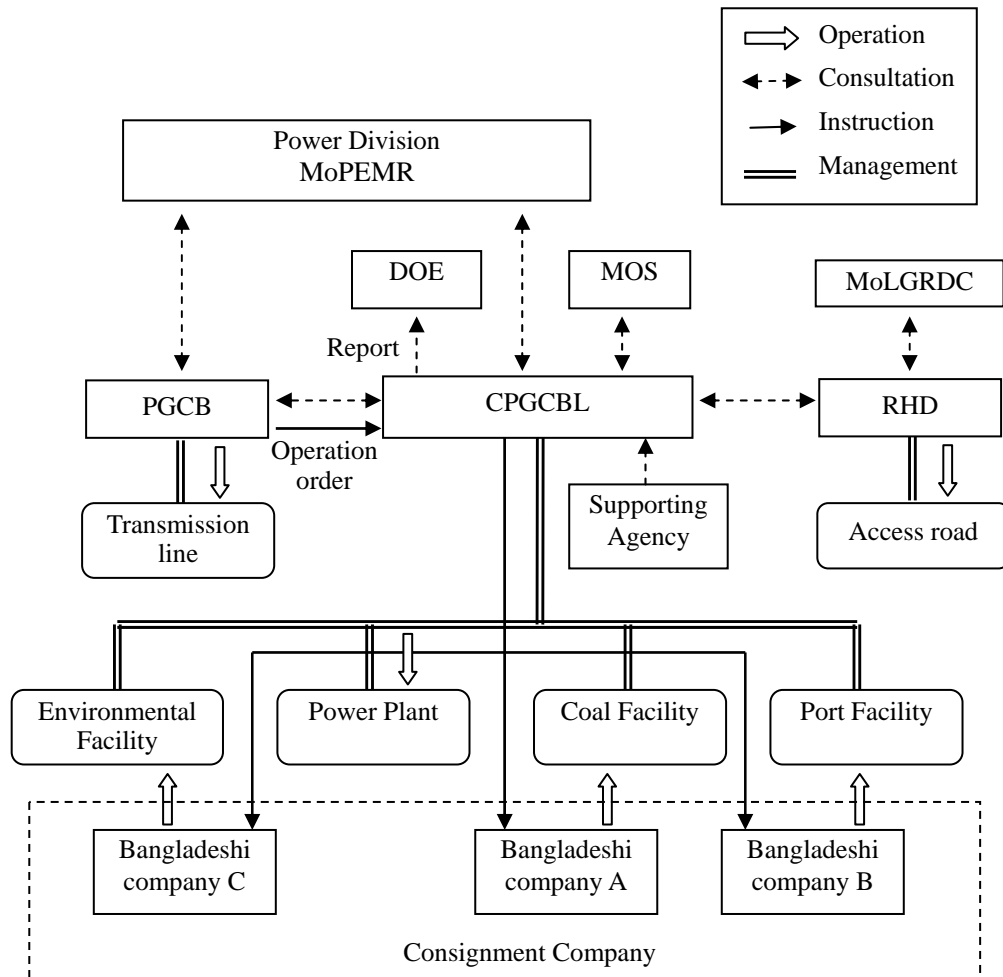


図 11.1-2 運転開始後の維持管理体制

CPGCBL は、発電設備、港湾設備、石炭設備、環境設備の維持管理を実施する。しかし、そのうち港湾設備、石炭設備、環境設備については、それぞれ専門の会社に運転業務を委託する。

#### 11.1.5 Public-Private Partnership (PPP)の導入可能性

”Policy guidelines for enhancement of private participation in the power sector, 2008”によれば、「バ」国政府は、発電所の建設にあたって、PPP を積極的に導入し、民間の力を活用して、早く電力需給状況の改善を図りたいと考えている。この点を踏まえ、本プロジェクトにおいて、PPP の導入可能性を検討した。

PPP のメリットとデメリットを整理すると以下のとおりである。

■ PPP のメリット

- ◆ 一部設備投資を民間が援助する形となり、事業主体（政府）が準備する総投資額を抑えることができる
- ◆ 民間の活力を利用して、早期の建設が実現可能
- ◆ 事業主体において経験の乏しい分野でも、民間のノウハウを利用可能

■ PPP のデメリット

- ◆ 民間に任せる部分については、そのノウハウが事業主体に残りにくい
- ◆ 一部を PPP とした場合、一体運営とならないので、統制が取りにくくなる可能性あり

本事業において考えられる PPP の選択肢を以下に示す。

表 11.1-2 本事業において考えられる PPP の選択肢

含まれる設備	発電設備		港湾設備		石炭（燃料）設備	
	Own	O&M	Own	O&M	Own	O&M
含まれる設備	- 発電設備 - 環境設備 - 水処理設備 など		- 航路 - タグボート - 岸壁 - 荷上げ機 - ベルトコンベア（荷上げ機から貯炭場） - 積み上げ機		- 貯炭場 - リクレーマ - ベルトコンベア（貯炭場からミルまで） - 石油貯蔵タンク	
Case 1 すべて政府	G	G	G	G	G	G
Case 2: 発電設備は PPP	P	P	G	G	G	G
Case 3: 港湾設備は PPP	G	G	P	P	G	G
Case 4: 石炭設備は PPP	G	G	G	G	P	P
Case 5: 港湾設備 と石炭設備は PPP	G	G	P	P	P	P
Case 6: 港湾設備のみ政府	P	P	G	G	P	P
Case 7: 維持管理は PPP	G	P	G	P	G	P
Case 8: すべて PPP	P	P	P	P	P	P

(G: Government, P: PPP)

(Source: JICA Study Team)

それぞれの特徴について以下に記す。

- Case 1: すべて CPGCBL が実施する案で、資金調達量が膨大になる。また、ノウハウの不足している部分を補てんするための方策が必要になる。
- Case 2: 発電所部分を PPP とする案で、確実な収益が見込まれる事業として、民間からの参加も期待できる。一方、政府にとっては、今後の開発のための技術供与（ノウハウ取得）が難しくなるというデメリットがある。

- Case 3,4,5,6: 港湾部分および石炭ハンドリングを PPP とする案である。両者の業務は「バ」国側に経験の乏しい分野であり、PPP とするメリットは大きい。両者の業務は切り離さず一体管理が望ましい部分が多く、これらのケースの中では、Case 5 が最も望ましい。
- Case 7: O&M のみを行う事業として民間として参加しやすいが、港湾も含めた発電所建設に必要な資金は Case 1 と同様に政府が準備する必要がある。
- Case 8: 全体を PPP で実施するという案であり、政府として資金を用意する必要がないが、政府側に石炭火力に関するノウハウが全く残らないというデメリットがある。

考えられる選択肢としては、資金面で大きな問題がなければすべてを CPGCBL が実施する Case 1、資金面での課題があるようなら、「バ」国政府サイドに経験の乏しい分野である港湾と石炭ハンドリングを PPP とする Case 5 が現実的であると思われる。なお、資金面で非常に問題があるようなら、すべてを PPP とする Case 8 も考えられる。

上記で述べたように建設資金の確保が可能であれば、すべてのコンポーネントを CPGCBL が実施することが可能である。「バ」国としては、将来的に海外炭火力の開発をさらに推進していくために、早い段階で海外炭火力に関するあらゆるノウハウを吸収したい意向である。そのために、すべてのコンポーネントを CPGCBL が実施したいと考えている。

しかし、CPGCBL は全く新しい会社で経営上のノウハウが全く蓄積されていないことに加えて、「バ」国としては初めての海外炭火力で、海外からの石炭調達に関するノウハウは全く持っていない。このように、今後、すべてのコンポーネントを CPGCBL が実施していくためには、多くの障害を越えていく必要がある。この点を踏まえて、「バ」国では初めてのケースとなる海外からの石炭調達パートや外洋港湾パートについて、PPP とすることにより、民間の資金とノウハウを活用することが可能となるため、一つのオプションとして、真剣に検討を開始することが必要になる。

PPP を推進し、民間資本を呼び込むためには、早期に案件組成を行うことに加えて、Public サイドが Private サイドに対し、Private サイドのリスクを緩和するような魅力のある提案をすることが重要である。一方で、Private サイドに任せきりにしてしまうと、「バ」国に石炭調達のノウハウが蓄積されないという欠点があるため、一定期間経過後に「バ」国側に所有権を移転する BOT 方式なども検討する必要がある。検討の上、PPP 方式を採用するということを決定したら、「バ」国政府は、なるべく早く条件を提示し、参加者の募集を開始することが望ましい。

なお、証券取引所へ上場し、民間からの資金を導入することも一つの手として考えられるが、少なくとも営業収入が全くない建設中の段階では、上場したとしても当面の間は配当ができないため、将来性を期待してその株を購入するような民間投資家は非常に少ないと考えられる。ただし、証券取引所へ上場し、民間の投資家の参加を促すことにより、会社の経営について民間の意見が入ってくることになり、IPP と同様に効率的な経営が可能となる。このため、CPGCBL は、営業運転開始後のなるべく早い段階で、証券取引所へ上場することが望ましい。

## 11.2 事業に関連する組織の機能と役割

### 11.2.1 事業の推進

事業の実施にあたっては、初期の段階において、EIA Report を DOE（Department of Environment）に提出し、また、ECNEC（Executive Committee of National Economic Council）に DPP（Development Project Proforma）を提出し、両者から事業の実施許可を取得する必要がある。その後、発電所の建設が進捗し、運転開始が近くなってきた段階で、BERC（Bangladesh Energy Regulatory Commission）から発電事業の免許を取得するとともに、BPDB との間で PPA（Power Purchase Agreement）を締結する必要がある。

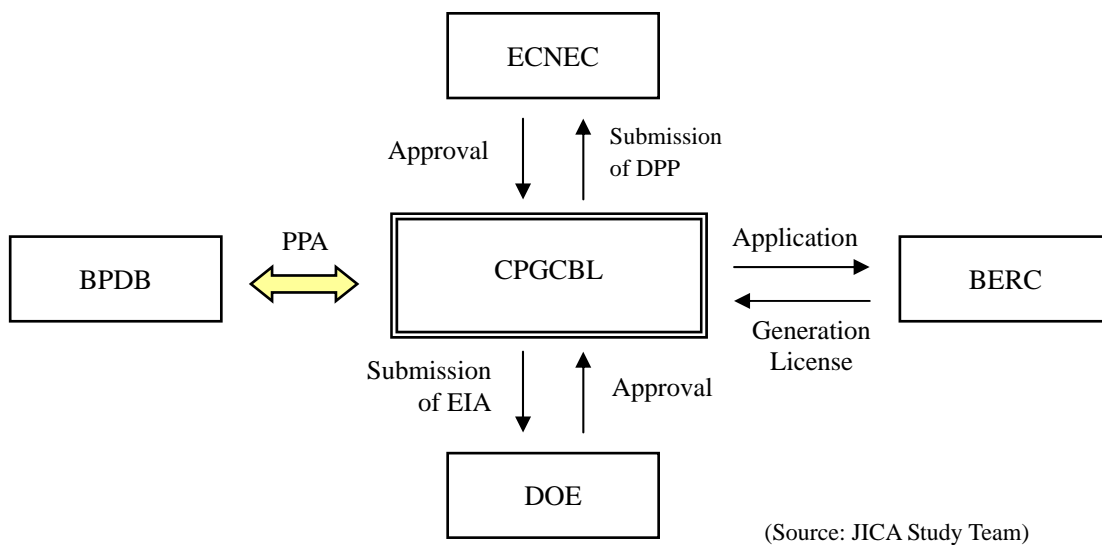
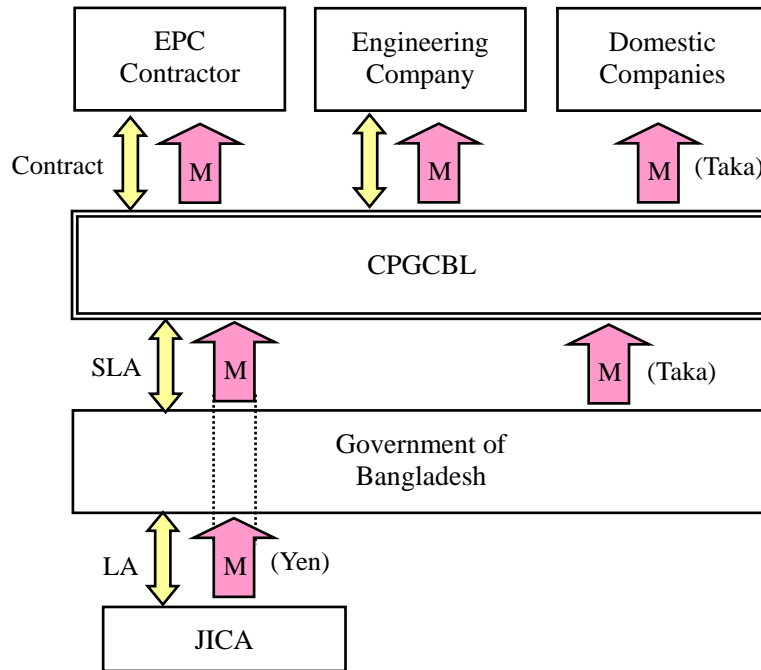


図 11.2-1 事業の推進

### 11.2.2 資金調達

#### (1) 建設資金

発電所の建設資金は、JICAとGOB間の借款契約(Loan Agreement)に基づき、GOBとCPGCBL間の借款転貸契約(Subsidiary Loan Agreement)により、GOBを通じてCPGCBLに貸与される。その円借款に加えて、GOBは内貨分をEquityとLoanでCPGCBLに供給する。



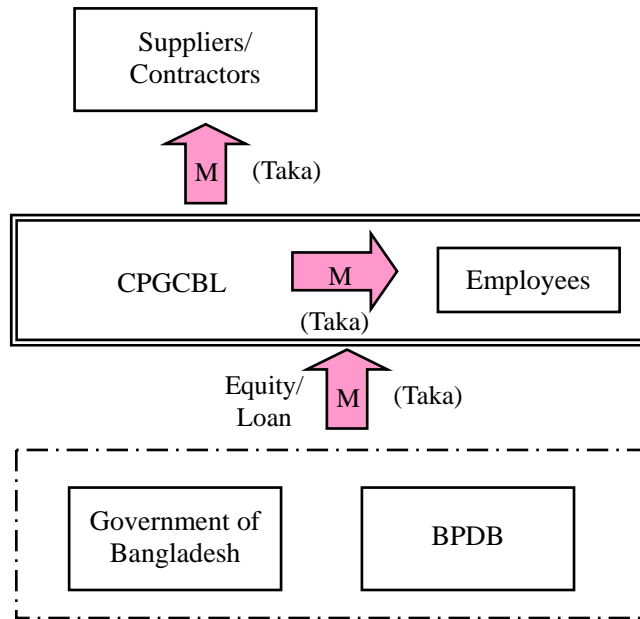
(Source: JICA Study Team)

図 11.2-2 建設期間中の資金の流れ

(2) 営業運転開始前の資金調達

発電所の営業運転開始前は、CPGCBL 社は営業収入が全くない会社である。その段階においても、従業員への給与の支払いや、購入物品の供給者への支払いなどのため、キャッシュが必要である。基本的には、Shareholders が提供した資本を充当する。

CPGCBL に資金の不足が生じた場合には、追加融資（金利なし）の形で BPDB が資金を提供する。



(Source: JICA Study Team)

図 11.2-3 営業運転開始前の資金の流れ

### 11.2.3 電力の販売

電力の販売とそれに伴うお金の流れを以下に示す。

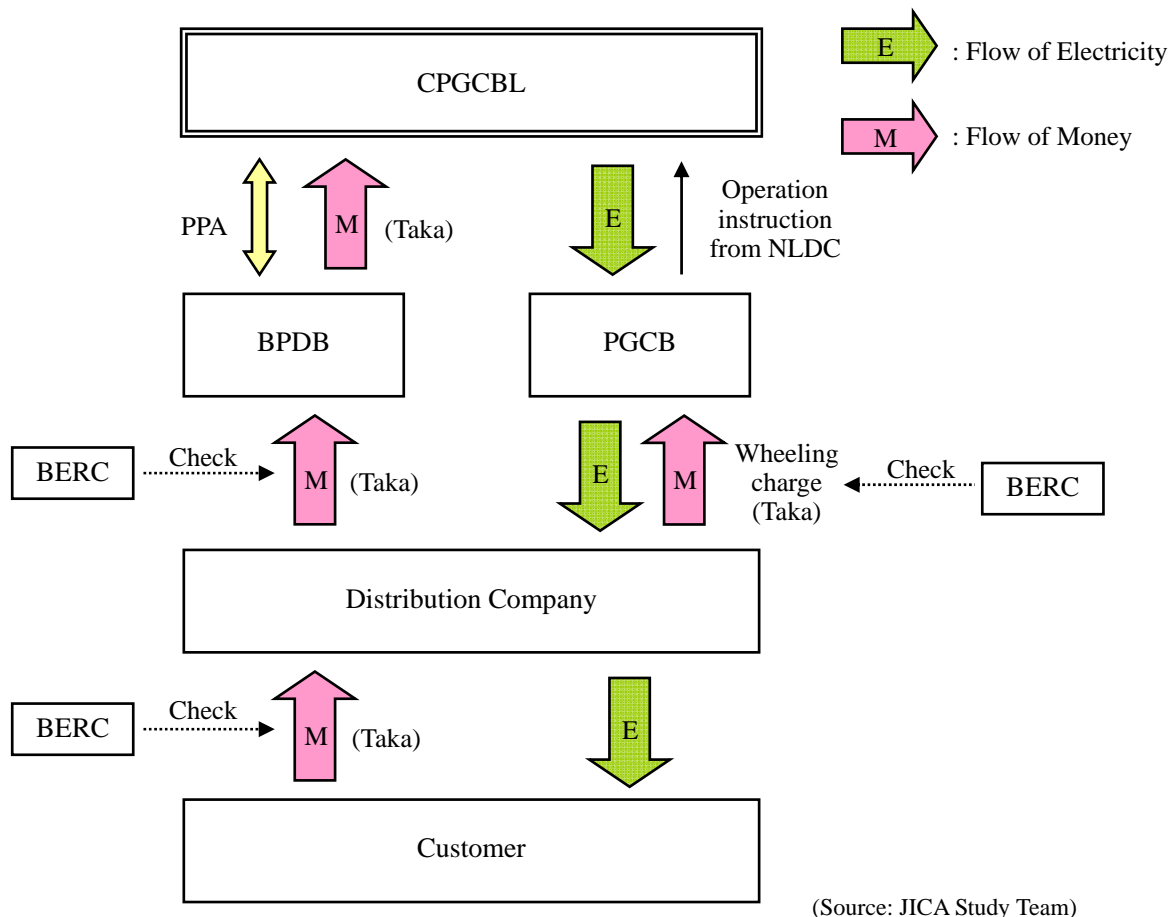


図 11.2-4 電力販売の流れ

BPDB はシングルバイヤーとして、CPGCBL を含むすべての発電会社の電力を Power Purchase Agreement (PPA)に基づいて購入する。発電会社は、PGCB の中央給電所からの指令に基づいて運転を行い、電力を PGCB の変電所に供給する。PGCB は各配電会社に電力を供給し、各配電会社が顧客に電力を供給する。

BERC は、BPDB から配電会社への販売単価（Bulk tariff）、配電会社から顧客への販売単価（Retail tariff）、送電会社の電力託送単価（Wheeling charge）のレベルをチェックし、価格レベルを決定する権利を持っている。ただし、発電会社と BPDB 間で締結される PPA の価格は両者の合意のみで決定され、BERC は関与していない。

### 11.3 公的セクター電力機関の財務状態比較

#### 11.3.1 電力機関のプロフィール

「バ」国の電力セクターは、発電、送電、配電の三層の事業実施機関で構成され、電力エネルギー鉱物資源省の傘下に置かれている（所管局：電力局）。発電のレベルにおける事業実施機関としては、政府所有の機関である BPDB、Ashuganj Power Station Company Ltd. (“APSCL”)、Electricity Generating Company of Bangladesh Ltd. (“EGCB”)、North West Power Generation Company Ltd. (“NWPGL”)の各社によって構成されている。以上の内 NWPGL は未だ商業運転には至っていない。さらにコミュニティ所有の Rural Electricity Board (“REB”)及び Rural Power Company Ltd (“RPCL”)があり、加えて民間所有である独立発電企業(“IPPs”)、小規模独立発電企業(“SIPPs”)、レンタル発電企業(“RPPs”)、緊急レンタル発電企業(“QRPPs”)がある。送電レベルでは政府所有、一部株式公開済みの企業である PGCB があり、全国に送電網を展開している。配電レベルでは、いずれも政府所有である BPDB、West Zone Power Distribution Company Ltd. (“WZPDCL”)、Dhaka Power Distribution Company Ltd. (“DPDC”)、Dhaka Electricity Supply Company Ltd. (“DESCO”)及びコミュニティ所有の REB がある。PGCB と同様 DESCO の株式が上場され、一部株式が公開されている。

本項においては、主な公的電力事業実施機関の財務状態を分析し、セクター全体の財務的健全性を確認するとともに、電力セクターにある各機関の財務状態について比較分析を行うものとする。分析の対象とする機関は、BPDB（発電及び配電を兼務）、APSCL、EGCB 及び NWPGL（いずれも発電）、PGCB（送電）、DPDC 及び DESCO（配電）の各社。対象各社のプロフィールを以下の表に掲出する。

**表 11.3-1 公的セクターの電力事業実施機関**

	BPDB	APSCL	EGCB	NWPGL	PGCB	DPDC	DESCO
基準日	2011.6.30	2011.6.30	2011.6.30	2011.6.30	2011.6.30	2011.6.30	2011.6.30
設立	1972.5	2000.6 (*1)	1996.11 (*2)	2007.8	1996.11	2005.10	1996.11
法的ステータス	1972 年大統領令第 59 号「BWPDA の組織再編」	1994 年会社法に基づく公開有限会社 (*3) (2003.3)	同左 (2009)	同左	同左	同左	同左
株式上場	-	-			ダッカ証券取引所 (2000.5)	ダッカ証券取引所に登録済み。株式公開未実施。	ダッカ証券取引所及びチッタゴン証券取引所



バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

	BPDB	APSCL	EGCB	NWPGCL	PGCB	DPDC	DESCO
主たる事業内容	発電及び都市部（ダッカ及び西部地域を除く）における配電	発電	発電	発電	送電	Dhaka、Narayanganj、Siddirganj、Fatullah 及び Mukterpur における配電	Dhaka (Mirpur, Gulshan 及び Tongi Areas)における配電
設備容量	発電: 6,639 MW (*4) 送電: 230kv-2,647 c-km 132kv-5,969 c-km 配電: 33,364km	発電: 731MW	発電: 885MW		送電: 230kv-2,467c-km 132kv-6,018c-km	送配電: 132kv-224 km 33kv-284km LT- 3,546 km	送配電: 33kv-299km 11kv-1,406 km LT-1,717 km
払込資本金 (Tk million)	118,131	1 (*5)	18 (*6)	0.01	4,190	5 (*7)	2,082
従業員数	20,755	525		100	1,988	3,901	約. 1,300
需要家数 (配電)	2,159,891	-	-		-	737,468	449,063
発電電力量 (net: GWh)	14,673 GWh	-	-		-	-	-
電力購入量 (net: GWh)	16,682 GWh	-	-		-	5,945 GWh	3,123 GWh
販売電力量 (GWh)	卸売: 28,627 GWh (*8)	3,398 GWh	-		26,895 GWh (*9)	5,251 GWh	2,848 GWh
電力販売金額 (Tk million)	卸売+小売: 77,304	6,621	-		収入金額 7,242	22,669	12,291
税引後利益 (Tk million)	▲46,206	616	-		925	2,098	1,478
発電所所内率	5.49%		-		-	-	-
送配電ロス	13.06%	-	-		2.72%	132kv-11.68% 33kv-11.14%	8.79%
備考		(*10)	(*11)	(*12)		(*13)	(*14)

(note) \*1: APSCL は 2000 年 6 月に非公開有限会社として設立、2003 年 3 月に公開有限会社に転換した。

\*2: EGCB は Meghnaghat Power Company (Pvt. Ltd.)として設立、2004 年 2 月に Electricity Generation Company of Bangladesh Ltd.に名称を変更、それまで非公開有限会社であったのを 2009 年 1 月公開有限会社に転換した。

\*3: PLC は public limited company を示す。

\*4: IPP, SIPP, RPP 及び REB を含む。

\*5: APSCL は払込資本金の他に政府からの出資 Tk 11,441 百万を有する。

\*6: EGCB は払込資本金の他に政府からの出資 Tk 1,889 百万を有する。

- \*7: DPDC は株式払込用デポジット (出資と同義) Tk 13,157 百万を有する。
- \*8: 卸売電力量は BPDB が自らの配電網を通じて販売する小売のための電力量を含む。
- \*9: 送電電力量を示す
- \*10: APSCCL は 3 件の発電所を建設中：225MW Combined Cycle Power Plant (2014 年 4 月完成予定)、450MW Combined Cycle Power Plant (South) (2014 年 9 月完成予定)、450MW Combined Cycle Power Plant (North) (2015 年 10 月完成予定)
- \*11: EGCB は 3 件の発電所を建設中：Siddirganj 2 X 120 MW Peaking Power Plant (2012 年 2 月に完成、商業運転開始)；Haripur 360MW Combined Cycle Power Plant (2013 年 7 月運転開始予定)、Siddirganj 335MW Combined Cycle Power Plant (2015 年 6 月運転開始予定)。
- \*12: NWPGL は 3 件の発電所を建設中：Sirajganj 150MW Peaking Power Plant (2012 年 9 月完成予定)、Khluna 150MW Peaking Power Plant (2013 年 5 月完成予定)、Bheramara 360MW Combined Cycle Power Plant (2015 年 12 月完成予定)
- \*13: DPDC が 2008 年 7 月 DESA を承継。
- \*14: DESCO は Mirpur において 1998 年に事業を開始、その後 2003 年に Gulshan を追加、2007 年には Tongi を DESA から承継した。

(出典) 各機関の Annual reports

上に掲げた表から各機関について以下のような状況を知ることができる。

#### (1) 設立年度及び法的ステータス

「バ」国が独立を成し遂げた直後に大統領令「Bangladesh Water and Power Development Authority の再編」が発行され、それにより Bangladesh Power Development Board (BPDB) が 1972 年に設立された。Dhaka Electricity Supply Authority (“DESA”) が 1991 年に BPDB より分離独立した。同社の経営は基本的に BPDB 時代の実態を引き継いだままのため、所期の効果を上げることができず、失敗に終わっている。その結果、1996 年には DESCO が設立され、ダッカ市内における特定の地域を DESA から引き継ぐこととなった。DESCO は DESA の 100% 子会社として 1998 年に事業を開始、Mirpur 地域を承継した後、Gulshan、Baridhara 及び Tongi 地域の承継を受け、事業対象地域への組み込みを行った。その後の改革プロセスの流れの中で、DESA は 2005 年に DPDC によってテークオーバーされた。他方送電部門では、1996 年に PGCB を設立、送電部門を BPDB より切り離し、独立した。電力セクター改革により BPDB の発電部門の解体が進められ、1996 年には EGCB が、また 2000 年には APSCCL が設立された。BPDB は現在も設立当初と同じ、法制度上特別のステータスを維持しているが、その後設立される機関は 1994 年会社法に基づく公開有限会社のステータスに置かれている。公開企業として設立された中で 2 社、PGCB 及び DESCO がダッカ証券取引所及びチッタゴン証券取引所に上場され、株式の売買が行われている。

#### (2) 主たる事業の内容

BPDB は発電及び配電事業に従事、PGCB が送電事業に従事している。ダッカにおける配電は配電機関である DPDC、DESCO 及びその他の機関によって行われている。さらには BPDB がダッカ及びウエストゾーン以外の都市部における配電事業を行っている。BPDB には保有設備として送電線が大規模に残っており、PGCB への移管が課題として残されている。BPDB が保有する送電線の互長は PGCB の保有する送電線とほとんど等しい規模となっている。また、BPDB の配電網は DPDC 及び DESCO の両社を合計したものを凌駕している。BPDB の最終需

要家数が2百万件を超しているのに対し、DPDCは700千件、DESCOは400千件である。BPDBは依然として電力セクターにおける圧倒的な位置を占めていることが理解される。

### (3) 発電事業

発電は BPDB 及び公的セクターにあるいくつかの発電機関及び民間セクターにある諸業態（IPPs、SIPPs、RPPs 及び QRPPs）によって行われている。BPDB 以外の機関によって発電された電力はその全量が PPA に基づいてシングルバイヤーである BPDB に対して販売される。上の表は 2010-11 会計年度に関するデータであるが、BPDB 以外の機関によって発電された電力量が BPDB の発電電力量を上回っていることが注目される。この事実に関連して次の2点が懸念される；(i) BPDB が購入する電力は RPPs 及び QRPPs による発電電力を含んでいるが、両者において発電された電力の価格は非常に高く、BPDB における電力の卸売販売価格を大きく上回っている、(ii) IPPs、RPPs 及び QRPPs におけるプラントの稼働率は契約上高いレベルに設定されており、これが国全体としてみる場合の平均電力コストを引き上げる圧力として働いている。BPDB は、シングルバイヤーとして、自らが発電した電力に加えて他の発電会社から全ての電力を集中的に購入し、配電会社に配分する役割に任じている。

### (4) シングルバイヤーの悲運

上掲の表は BPDB がシングルバイヤーを任じるが故に巨額の赤字を蒙ることとなった驚愕の事実を伝えている。2011 年度についてみると、売上高 Tk 77,304 百万に対して赤字額が Tk 46,206 百万に達する有様である。赤字の主たる原因は外部発電機関、特に RPPs 及び QRPPs からの電力購入価格が卸売価格はもとより、小売価格をも遥かに凌駕する水準にあることによる。BPDB では 2009-10 年度以降3年間にわたり政府から赤字を補てんすることを目的とする資金提供を受けている。しかし、その後も新たな RPPs 及び QRPPs の操業開始が続いており、赤字の規模は増加の一方にあり、引き続き拡大を続けている。事態をさらに困難なものとしているものとして、政府による資金支援が金利負担を伴う融資の形態をとっていることにある。論理的に考えるに、BPDB にはこうして政府から借り入れた融資を返済する資金源を見出すことは不可能である。緊急の救済措置として、政府は資金支援の形式を再検討し、 гранトによる支援に切り替えなければならない。さもなくば、BPDB に累積する超克しがたい財務上の危機を乗り越えることは至難であると考ええる。

### (5) 発電及び送配電損失

BPDB 及び子会社を含めた発電部門における所内率は 5.5%と把握されているが、十分に効率的なレベルとは言えず、改善の余地があると言える。送配電損失は、BPDB：13.1%、DPDC：11.7%（132kV）及び DESCО：8.8%と記録されている。DESCO の損失率が他の機関に比べて低く、優秀であると評価する。BPDB 及び DPDC には損失軽減のための真剣な取り組みが求められる。PGCB は 2011 会計年度におけるロスを 2.7%としているが、効率の水準としては認容可能なレベルと理解する。

(6) 得られた教訓

CPGCBL は設立を 2011 年 9 月 5 日付の定款に刻している<sup>1</sup>。特に注目すべき項目として以下のようなものがある。

- (i) 定款の様式を姉妹会社である NWPGL のそれと比較すると、同社の定款はより短い構成であり、特に事業目的の記述において条文項目数が圧倒的に少なく構成されている。
- (ii) 定款の一項目に、会社は BPDB が所有する石炭火力発電所を承継することの可能性を特記している。
- (iii) 定款には、燃料の購入あるいは輸入する活動についての記述が見当たらない。
- (iv) 定款には、会社が港湾を建設し、運営する活動についての記述が見当たらない。

既に決定された定款は細部にわたってレビューを行い、企業の基本ルールとして準拠することを可能とするような改定を行ってゆかなければならない。この点に関しては調査団が現地調査を実施した際に CPGCBL 経営陣と協議を重ねており、CPGCBL 側から問題提起について理解をし、調整のために必要なステップを踏むことに関する発言を得ている。

以上に加えて、姉妹会社からは他にも重要な教訓が得られている。それらの内でも特に、BPDB から既存の発電所の移譲を受ける場合の条件に留意が必要である。既存発電所の移譲を受けるに際して、姉妹会社においては当該発電所に関して記録されている過去の延滞債務（debt service liability: DSL）を引き受けることが行われている。DSL はプラントが BPDB において運転している間に形成された延滞債務であり、本来であれば BPDB に保有されている期間中は当該プラントに関する累積減価償却からの資金を以って返済が行われているべきものであったと理解される。従って、プラントの移譲を受ける時点では、プラントは既に延滞債務に相当する部分は損耗しており、評価額において失われている部分について姉妹会社が引き受けることは合理性に欠ける要求であると理解される。DSL はいわば負の遺産であり、プラントの移管とともに移管されるべき筋合いのものではなく、BPDB における過去の不始末の整理として処分されるべきものである。調査団としては、新設された会社はクリーンなバランスシートで事業を開始することが重要であることから、プラントの移管は DSL の如き負の遺産を背負わせることなく、公正な評価価格に基づいたプラントの譲渡を行い、事業開始をさせることが重要であると考えられる。また、姉妹会社の経験では、プラントの移管に関する契約書類である Vendor's Agreement あるいは PPA の締結、商業運転の開始に先立つ要件である性能試験の実施遅延等が発生、商業運転の障害となったことも報告されている。さらには、契約書類の解釈、各種試験、評価等が BPDB によって一方的に行われ、公正な評価、取引とは言えない状態にあることも指摘されている。子会社に対する平等のパートナーとしての位置づけ及び公正な取引が定着することを求めたい。子会社に対して公正な取扱いを保証するメカニズムの構築が必要である。

---

<sup>1</sup> CPGCBL, “Article of Incorporation” September 5, 2011

### 11.3.2 経営効率からみた財務面の実績

次に各電力機関の財務面の実績を検討する。先に見たと同じ機関を対象として、財務面の実績を、売上高、利益、バランスシート主要項目、財務諸比率について吟味を行う。以下の表に対象各機関の財務実績の主要項目を示す。

表 11.3-2 公的電力各機関の財務実績

	BPDB	APSCL	EGCB	NWPGCL	PGCB	DPDC	DESCO
基準日	2011.6.30	2011.6.30	2011.6.30	2011.6.30	2011.6.30	2011.6.30	2011.6.30
財務データ							
電力販売量 (GWh)	卸売: 28,627 GWh (*1)	3,398 GWh	-		送電電力量: 26,895 GWh	5,251 GWh	2,848 GWh
電力販売額 (Tk million)	卸売及び 小売: 77,304	6,621	-		7,242	22,669	12,291
税引後利益 (Tk million)	▲46,206	616	-		925	2,098	1,478
資本金 (Tk million)	86,259	12,601	1,907	352	19,781	▲1,668 (*2)	9,919
総資産 (Tk million)	355,169	32,399	14,159	3,068	74,504	52,071	29,309
純固定資産額 (Tk million)	219,558	26,263	13,869	3,034	59,227	31,597	9,665
流動資産総額 (Tk million)	109,059	6,136	289	35	15,277	20,474	19,643
流動負債総額 (Tk million)	120,400	3,390 (*3)	114	70	7,302	43,519 (*2)	5,627
財務比率							
資本収益率	▲53.5%	4.9%	-	-	4.7%	-	14.9%
総資産収益率	▲13.0%	1.9%	-	-	1.2%	4.0%	5.0%
自己資本／（自己資本＋負債）	24.3%	38.9%	13.5%	11.5%	26.6%	▲2.9%	41.9%
デット・サービス・カバー率		3.54 回	-	-	1.48 回		
売上債権回収期間	241 日	124 日	-	-	61 日	112 日	80 日
買掛金支払期間	60 日	n.a.	-	-	n.a.	616 日	87 日
流動比率	92%	181% (*3)	254%	49%	209%	47%	349%
当座比率	84%	165% (*3)	254%	49%	191%	41%	278%
価格							
平均販売価格 (Tk/kWh)	卸売及び 小売: 2.70	1.95	-	-	送電量: 0.233	小売: 4.32	小売: 4.32
平均発電コスト (Tk/kWh)	発電コスト: 3.95		-	-		買電コスト: 2.79 (*4)	買電コスト: 2.82 (*4)
備考			(*5)			(*6)	

(note) \*1: 販売電力量は BPDB が自らの配電網を通じて販売する小売のための電力量を含む。

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

- \*2: DPDC は DESA より負の遺産を継承、資本勘定にマイナスの剰余金 Tk 21,761 百万を計上、また経常負債勘定に DESA 時代の延滞債務 Tk 43,519 百万を含む。
- \*3: 流動負債の残高が 2010 年度の Tk 290 百万から 2011 年度 Tk 3,390 百万に急増しているが、原因は期末時点における輸入 L/C の残高による。平均の流動比率及び当座比率は 283%及び 98%と計算される。
- \*4: 買電コストには送電料金を含む。
- \*5: EGCB は 2012 年 2 月商業運転を開始。
- \*6: PGCB の純利益は近年減少傾向にある。

(出典) 各機関の Annual reports

上の表からは、各機関について以下のような事象を確認することができる。

(1) 販売電力量 (GWh)

BPDB の販売電力量は電力需要の拡大を反映して着実な拡大傾向を辿っているが、その実績は以下の通りである。

**表 11.3-3 BPDB における卸売電力量**

	FY 2005	FY 2006	FY 2007	FY 2008	FY 2009	FY 2010	FY 2011
卸売電力量 (GWh)	20,398	21,961	22,060	23,433	24,756	26,626	28,627
伸び率	-	7.7%	0.5%	6.2%	5.6%	7.6%	7.5%

(出典) BPDB, “Annual Report FY 2010-11”

BPDB の最近年度における電力購入及び総コストは以下の通りとなっている。

**表 11.3-4 BPDB の電力購入及び総コスト**

	FY 2010-11	FY 2009-10	伸び率
BPDB の自己による発電コスト	Tk 3.19/kWh	Tk 2.50/kWh	27.6%
IPP からの購入コスト	Tk 3.42/kWh	Tk 2.78/kWh	23.0%
レンタル発電会社からの購入コスト	Tk 8.05/kWh	Tk 4.26/kWh	89.0%
公的セクター発電会社からの購入	Tk 1.80/kWh	Tk 1.88/kWh	▲4.3%
BPDB の電力調達総コスト	Tk 3.95/kWh	Tk 2.65/kWh	49.1%

(出典) BPDB, “Annual Report FY 2010-11”

上の表では、RPPs と QRPPs からの購入コストが 2010 年度 Tk 4.26/kWh から 2011 年度の Tk 8.05/kWh に急騰していることが分かる。伸び率にして 89%の大きなものであり、これが BPDB の総電力コストを 2010 年度 Tk 2.65/kWh から 2011 年度 Tk 3.95/kWh にわずか 1 年間で 49%増加させる主な要因となっている。BPDB における総コスト（自己による発電及び購入コストの合計）Tk 3.95/kWh をもとに、BPDB は送電損失を加えて平均卸売コストを Tk 4.20/kWh と計算している。これらコストに対する平均電力販売価格は 2011 年度で Tk 2.70/kWh であった。BPDB では販売する電力の全てについて Tk 1.50/kWh の損失を計上している計算となっている。

## (2) 税引後利益

上の表からはまた、発電会社（APSCL に代表される）、送電会社（PGCB）、配電会社（DESCO に代表される）のいずれもが税引後で利益を計上していることが確認される。各社の利益は PPA 及び BERC が承認する電力の卸売、送電及び小売価格によって支えられている。BPDB のみが巨大な税引後赤字を抱えた状態にある。既にみたように BPDB の赤字は電力セクター構造の中に構築されたシングルバイヤーの役割に起因している。BPDB は IPPs、SIPPs、RPPs 及び QRPPs によって発電される電力を卸売り価格をはるかに凌駕する高い価格で買い取ることを余儀なくされている。政府では BPDB に対して、シングルバイヤーの役割に起因する負の採算のインパクトの緩和を目的として、財政的な支援を行っている。しかし、現在提供されている支援は BPDB に金利負担を伴う融資による資金の提供を行うのみで、BPDB においてはこの融資に見合う返済資金の原資はない。2011-12 会計年度のみをとってみると、BPDB では政府から財政支援金として総額 Tk 63,567 百万<sup>2</sup>を受領している。BPDB における赤字は累積してとどまることを知らない状態にあり、財務状態は救済策が施されないまま時々刻々悪化の一途をたどっている。その一方で、他の電力機関においては PPA と販売価格においてコストに加えて一定のマージンを認められ、税引後のベースで利益の計上が可能な構造となっている。さらには、各機関には合理化努力によりコストを削減することがあるならば、税引後私益をより大きく拡大する道が拓けている。

## (3) 資本金及び剰余金

電力セクターは長い間にわたり改革プロセスを継続してきたが、その過程の中で解体あるいは新設により多数の新しい機関が設立され、誕生してきた。まず、BPDB が Water and Power Development Authority の再編の中で 1970 年代における新生「バ」国における電力セクター唯一のプレイヤーとしての地位を築いていた。BPDB 以外の機関は BPDB が少額の資本金を投入して 100%出資で設立、新規の開発事業には政府が出資を提供することにより、設備を開発、操業を支援することにより利益を確保する道を進んできた。BPDB の資本勘定は政府による出資と時々実施された資産の再評価益によって支えられてきたが、近年には累積する赤字により大きく侵食され、債務超過が懸念される状態にある。

## (4) 流動資産及び流動負債

電力は固定資産に対する重点投資に依存する産業である。組織としての効率的な運営を実現するためには、それら自体としては利益を生むことのない流動資産及び流動負債は合理的な低い水準に抑えることが重要である。分析対象となっている各機関における流動資産と流動負債の水準は先進国、例えば日本の同業各社の水準と比べて高いところにある。日本の電力業界（全国平均）についてみると、2011 会計年度の実績で総資産に占める流動資産の比率は 11.2% であり、流動比率は 71.4% となっている<sup>3</sup>。「バ」国政府では電力機関における効率性の向上に関して、各機関を相手として Key Performance Indicators (“KPI”)に関する契約を締結、目標達成に向けてのドライブをかけている。KPI には経営上の重要な指標である、電力損失率、売掛債権回収期間、流動比率、デット・サービス・カバー率等が含まれている。電力各社の経営陣は流

<sup>2</sup> BPDB Finance and Accounts Dept.におけるインタビュー（August 8, 2012）

<sup>3</sup> 日本の会計年度は 4 月開始、翌年の 3 月に閉じる。2011 会計年度とは 2011 年 4 月から 2012 年 3 月までの年度が該当する。

動資産と流動負債の効率的な管理について十分な意識を有しており、関心度は高い。各機関のデータを見ると、流動資産の水準は、BPDB、DPDC 及び DESCO において高く、流動負債は BPDB 及び DPDC において高い水準にある。流動資産が高止まりしている大きな原因は配電事業における売掛債権の長期延滞にある。特に大口契約者及び政府機関がしばしば期日に支払うことを怠る滞納者となっていることが知られている。BPDB 及び DPDC において流動負債が大きいのは、同じ理由に起因して買掛金の支払いも延引しているところによっている。

BPDB においては、多くのプラント開発のために導入した借款の元利金の返済が資金不足の理由により延滞した状態にある。ドナー借款及び政府からの融資は受入の時点で「外国借款」及び「政府借款」として記帳される。それら借入金の返済期日において契約通りの返済が行われない場合には、債務は延滞となり、帳簿上の残高は Debt service liabilities accounts (principal and interest)に移して記帳される。DPDC における流動負債は複雑な因果を秘めている。会社の設立に際して、DESCO は経営の行き詰まった DESA の資産と負債を継承したが、DESA は BPDB から購入した電力の料金について多くの未払い債務及び BPDB に対する DSL 債務を抱えていた。DPDC では継承したこれらの未払い料金債務を返済に関する何らの約定がないため、全て流動負債として計上したままとなっている。DPDC ではさらに、DESA から継承した DSL の残高についても流動負債に計上した状態にある。一般的にこのような背景にある債務については流動負債として記帳するのではなく、その他の固定性の負債項目に整理し、一定期間で償却すべきものとする。事実 DPDC においては 2013 年度においてこの種負の遺産を再分類し、固定性債務に移行することの準備を進めている模様である。

#### (5) 流動比率及び当座比率

これらの比率は会社の流動性の潤沢さを表す指標である。会社の流動負債、即ち現金所要額について、保有する現金資産もしくは現金同等の資産の充当により円滑に決済されるかを量るものである。現金及び当座資産（売掛金を含む）と流動負債の比率を当座比率<sup>4</sup>と呼び、流動資産と流動負債の比率を流動比率と呼ぶ。流動比率は流動資産を流動負債で除することにより比率を計算する。同様に当座比率は現金及び現金同等の資産の合計を流動負債で除して計算する。一般的に最低必要な水準として理解されているところでは、流動比率は 150-200% であり、当座比率は 100-120% と理解される。各機関における流動比率は、BPDB では 92%、DPDC では 47% であり、一般的に必要最低限といわれているベンチマークを下回る水準にある。同様に当座比率については、BPDB では 84%、DPDC では 41% と低水準にある。BPDB においては流動負債が借入金の延滞に関する DSL によって異常に膨らんでおり（流動負債合計額の 81%）、これが流動比率を低位に押し下げる要因となっている。同様の状況が DPDC についても認められる。DESA より継承した遺産としての債務が流動負債を膨張させており、これが流動比率の圧迫につながっている。

<sup>4</sup> 分子に売掛金を含むことには議論の余地がある。売掛金はしばしば回収が滞ったり、回収不能により償却の対象となることがある。売掛金を分子に算入するに当たっては、回収不能あるいは延滞となる割合について当初の残高を割り引いた上でカウントし、分子に算入することが至当である。



(6) 資本収益比率及び総資産収益比率（“ROE”及び“ROA”）

総資産収益率は会社の全ての資産をベースとする経営効率を表し、資本収益率は株主に帰属する収益を評価する尺度である。BPDB においては総資産収益率及び資本収益率の双方がマイナスとなっている。先に述べたシングルバイヤーに起因する赤字が両比率を負に陥れる原因となっている。BPDB を除く他の機関においては PPA 及び電力タリフ（卸売、小売及び送電）に一定の-margin が保証されており、電力機関が利益を計上することが可能な制度となっている。例えば APSCL では BPDB との間で 2007 年に調印した PPA において ROE=5% の算入を認められている<sup>5</sup>。結果として APSCL 並びに PGCB ではある程度の水準の ROA の確保に成功している。DPDC では高い水準の ROA を確保しているが、同社の純資本がマイナスであるため、ROE の計算が不能となっている。DESCO では高いレベルの ROE 及び ROA を確保しており、経営効率が高いことを示している。現在のタリフ制度のもとにあつては、会社はコスト削減による効率化を実現することにより、利益を拡大することが可能である。DESCO の高水準にある ROE は会社発足以来の同社の経営努力の成果であると言える。

(7) 資本比率（負債：資本比率）

資本比率（負債：資本比率）は貸借対照表における資金調達のバランスを評価する尺度であり、投資家によって投入された資金と借入によって調達した資金の比率について比較対照を行うものである。同比率の計算方法、表示方法には種々の方法が用いられるが、調査団では資本（剰余金を含む）を純資本と負債の合計金額で除した方式を採用する。求められた比率が高ければ高いほど、財務的な安定度が高く、金融環境の変動に対する抵抗力が強いものと理解される。同比率について一般的に受け入れ可能と認められている基準は 25-30% を下回らないものとされている。検討対象の各機関の中では、EGCB 及び DPDC がそれぞれ 13.5% 及び -2.9% と低水準にある。反面 APSCL 及び DESCO では各々 38.9% 及び 41.9% と高い水準にあることが確認される。BPDB は 24.3% となっているが、毎年純資本額が急激に縮小を続けており、資本比率は減少傾向を続けている。

(8) デット・サービス・カバー率

デット・サービス・カバー率（“DSCR”）は借入金に関する元利返済を行うために十分な収入を生み出す能力を計る尺度である。同比率は純収入額（営業純利益＋減価償却－税金－配当）を借入に関する元利返済金額で除したものと計算される。この比率は高ければ高いほど借入金の元利返済のための資金確保が容易であることを示しており、債務不履行となる懸念の少ないことを示している。一般的に受け入れられている基準値としては 1.30 - 1.50 倍である。JICA では特定の基準値を設けてはいない。「バ」国における実際の DSCR は、APSCL で 3.54 倍、PGCB で 1.48 倍となっている。その他の機関では DSCR 比率を開示していない。

(9) 売掛債権回収期間

売掛債権回収期間は電力販売から売掛金を経由して現金を回収するまでの期間として何日を要するかを示す尺度である。日数が少ないほど会社が電力販売から現金による回収を行うまでの期間が短いことを示している。同日数は、BPDB では 241 日、APSCL では 124 日、PGCB

<sup>5</sup> BPDB, “Power Purchase Agreement between BPDB and APSCL (draft)”, 2007

では 61 日、DPDC では 112 日、DESCO では 80 日となっている。各機関について計算された日数は公表されている標準的な決済期間より長くなっていることが認められる。例えば BPDB のケースを例にとってみると、BPDB では標準的には配電各社に対する決済条件を請求書発行後 30 日以内の支払として販売を行っているが、実際の回収には平均 241 日を要している。この計算結果は直ちに BPDB がすべての売掛金の回収について計算された期間を要していることを意味しているのではなく、いくつかの大口消費者が支払を延滞もしくは不払いとしていることに拠っている。APSCCL では唯一の電力販売先である BPDB からの売掛債権の回収に 124 日を要しているが、PPA において契約されている支払期間は請求後 45 日となっているにも拘わらず、実際の支払いにおいては 124 日を要しているのが現実である。PGCB では搬送料金の回収に平均 61 日を要している。DPDC における回収期間は 112 日、DESCO では 80 日となっている。両者における販売契約上の標準的な回収期間は請求書後 15-30 日である。回収期間の長期化は政府機関を含む大口消費者における不払いあるいは延滞が主な要因として挙げられている。

#### (10) 電力購入に関する買掛債務回転期間

同様の手法により、電力購入における買掛金債務回転期間を計算することにより、BPDB 及び配電各社が発電会社もしくは卸売機関よりの電力購入代金の支払いに何日間を要しているかを点検することができる。BPDB においては買掛債務は発電機関である公的発電会社、IPPs、SIPPs、RPPs 及び QRPPs からの電力購入について計上されている。発電各社と締結した PPA では、公的発電会社からの購入については請求後 45 日、IPP 及び RPP との契約では 30-45 日以内の支払が契約されている。実際の買掛債務回転日数は 60 日となっており、標準条件から若干長い、その乖離は大きくはない。概ね契約に準じた支払いが行われていると解釈される。DPDC 及び DESCO が BPDB から電力の購入を行っているが、両社における買掛債務回転期間は DPDC で 616 日、DESCO で 87 日となっている。DPDC の日数が異常な値を示しているが、これは DESA から継承した未払電力料金を含んで計算されているためである。DESCO では、販売代金の回収に応じて購入代金の支払いを行うという基本的なスタンスを示している。

#### (11) 平均電力コスト及び販売価格

電力事業を継続性をもって営むためには発電及び電力購入に要するコストと電力を販売する価格との間に適当なマージンが確保されることが不可欠である。PPA 及び BERC によって承認されたタリフの下にあって、BPDB を除く電力各機関は適当なマージンを約されている。他方 BPDB についてはシングルバイヤーの役割に関して適当なマージンの確保が約束されていない状態にある。BPDB は卸売業務については卸売タリフ、小売業務については小売タリフによる販売を強制される一方で、発電を事業とする各社である公的発電会社、IPPs、SIPPs、RPPs 及び QRPPs から電力を購入することを義務付けられている。それらのうち、いくつかにおける発電コスト＝PPA における販売価格が BPDB における卸売タリフを大きく凌駕しているところに問題の根源が存在する。

事態をさらに深刻化していることとして、軽油・ディーゼル油を燃料とする RPPs 及び QRPPs に対しては政府が燃料油の供給をコミットしている。供給する窓口である Bangladesh Petroleum Corporation (“BPC”) における石油製品の価格は政府の価格規制により、国際価格との比較にお

いて著しく低い価格に抑えられている。RPPs 及び QRPPs に対する販売価格についても同規制価格によって行われている。販売するための石油製品を輸入する BPC においても輸入価格と国内販売価格の間に逆ザヤが発生、BPC の財務諸表に大きな欠損金が生じている。赤字の累積は財政赤字の増大、国際収支の悪化、インフレの昂進といった状況を惹起し、国民経済に深刻な影響を与えている。BPDB 及び BPC が陥っている構造的赤字は長期間の認容に耐えられるものではない。問題を直視し、アンバランスの是正並びに影響を緩和するための方策に取り組まなければならない。電力セクターの持続性を回復するためには、シングルバイヤーの構造自体について修正を加えることが必要となっている。2011 会計年度の赤字が今後とも継続すると仮定すると、BPDB は今後 2 年以内に自己資本の全てを侵食され、債務超過状態に陥ることが懸念されている。

## (12) 電力タリフ

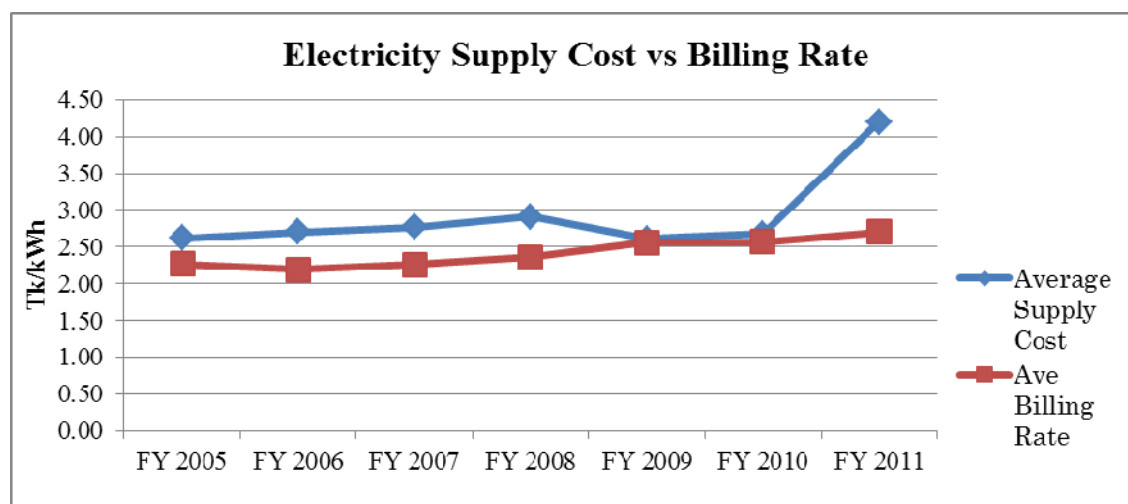
電力タリフは BEREC の規制監督下に置かれ、各社からの申請に基づく承認により設定が行われている。各社は電力供給の総コスト及び適正な資本に対するマージンを含めて申請することが認められている。BEREC ではタリフ設定の基本方針として、電力機関におけるコストの回収と新たな投資家にとって適正なマージンが確保され、参入が魅力的なものとなるような環境の設定を企図している。BEREC の努力は十分に企図したところを実現したとは言い難い状況にあるが、現行規制は送電、配電各社に適正なマージンと合理的な事業を遂行するための環境の造成に寄与していると理解される。BPDB が担うシングルバイヤー機能が重荷としてのしかかり、BPDB を慢性的な赤字体質に押しやり、電力コストと卸売タリフの間に逆ザヤが生じる事態について有効な策をとるにいたっていない。

表 11.3-5 平均的電力供給コスト、販売価格及び卸売タリフ

	FY 2006	FY 2007	FY 2008	FY 2009	FY 2010	FY 2011
平均供給コスト (Tk/kWh)	2.70	2.77	2.91	2.61	2.68	4.20
平均販売価格 (Tk/kWh)	2.19	2.26	2.36	2.56	2.57	2.70
平均卸売タリフ (会計年度末現在: Tk/kWh)		2.04	2.04	2.37	2.37	2.63

(出典) BPDB, “Annual Reports” 及び BEREC

上の表では BPDB における平均販売価格が各期末における卸売タリフを上回っていることを示している。他方、平均供給コスト（自社による発電のコスト、電力購入コスト、送電コスト及びその他費用を含む）は平均販売価格を大きく凌駕している。卸売タリフは BEREC によって経済的に正当化することのできない水準に人為的に抑え込まれており、これが BPDB の財務状態に大きな歪みをもたらしている。



(出典) BPDB

図 11.3-1 電力供給コスト及び販売価格

2010年初以来、政府は2016年までに発電量を倍増する計画に乗り出し、民間セクターの参入を招聘した。BPDBは新規参入発電事業者であるRPPs及びQRPPsとのPPA締結、発電事業者にとって採算的に魅力ある価格で電力を買い上げる策を受け容れた。こうした取り組みが電力供給能力の拡大と反面燃料油の輸入拡大に帰結、BPDBにおける電力タリフの逆ザヤ、BPCに対する燃料補助金といった問題の発生を見るに至っている。BPDBにおける平均供給コストの急激な上昇はRPPs等からの高い価格の電力購入に拠っている。以下の表にBPDBがQRPPsと締結した燃料油及びガスをエネルギー源とする契約の例を掲出する。

表 11.3-6 QRPPsのタリフ

燃料	会社名	場所	能力 (MW)	現行タリフ (Tk/kWh)
<b>&lt;HSD&gt;</b>				
HSD	Aggreko	Ghorasal	100 MW	19.45 *1
HSD	Aggreko	Ghorasal	45 MW	19.45 *1
HSD	Aggreko	Khulna	55 MW	19.45 *1
HSD	DPA	Pagla	50 MW	18.75 *1
HSD	Desh Energy	Shiddirganj	100 MW	17.94 *1
Sub-total			350 MW	18.92
<b>&lt;HFO&gt;</b>				
HFO	Summit	Madanganj	102 MW	15.56 *2
HFO	KPCL II	Khulna	115 MW	15.50 *2
HFO	IEL	Meghnagat	100 MW	15.64 *2
HFO	Dutch Bangla	Shiddirganj	100 MW	15.64 *2
HFO	Khanjahan Ali	Noapara	40 MW	15.65 *2
HFO	Acorn	Julda	100 MW	15.62 *2
HFO	Shina Power	Amnura	50 MW	15.55 *2

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

燃料	会社名	場所	能力 (MW)	現行タリフ (Tk/kWh)
HFO	Northern Power	Katakhalī	50 MW	15.64 *2
HFO	Powerpac Mutiara	Keranigonj	100 MW	15.69 *2
HFO	Hyperion	Meghnaghat	100 MW	15.60 *2
Sub-total			857	15.61
<Gas>				
Gas	Max Power	Ghorasal	78.5 MW	5.530 *3
Gas	Aggreko	Ashuganj	80 MW	5.533 *3
Gas	United	Ashuganj	53 MW	5.118 *3
Gas	Aggreko	B. Baria	70 MW	5.312 *3
Gas	Aggreko	Ghorasal	100 + 45 MW	5.534 *3
Sub-total			426.5	5.44
Total			1,633.5	13.66

(注) \*1: 現行の HSD タリフ : Tk 61/1 及び為替レート : US\$ 1= Tk 82

\*2: 現行の HFO タリフ : Tk 60/1 及び為替レート : US\$ 1= Tk 82

\*3: 現行のガス・タリフ及び為替レート : US\$ 1= Tk 82

(出典) BPDB IPP Cell インタビュー (Aug. 7, 2012)

政府は問題の深刻さに関する認識を深めており、政策の舵を変更、燃料及び電力タリフの頻繁な料金改定による補助金の圧縮に方向を向けている。政府は今後 3 年間半年ごとに電力タリフを改定することをコミットしていると伝えられている<sup>6</sup>。2011 年中においてタリフは 2 月、8 月及び 12 月の計 3 回改定されている。見直しの動きは 2012 年にも継続、2 月、3 月及び 9 月に改定が行われている。最後に改定されたタリフは 9 月 1 日に発効した。次の表は卸売価格改定の歴史を示している。

表 11.3-7 卸売タリフの改定

	1/3/2007	1/10/2008	1/2/2011	1/8/2011	1/12/2011	1/2/2012	1/3/2012	1/9/2012
平均卸売 タリフ (Tk/kWh)	2.04	2.37	2.63	2.80	3.27	3.74	4.02	4.70
増減率 (%)	-	16.2%	11.0%	6.5%	16.8%	14.4%	7.5%	16.9%

(出典) BERC

2012 年に行われた最新の卸売タリフの改定は 2012 年 6 月に BPDB が行った改定申請に対するものである。BPDB の申請は平均供給コストが Tk 6.02/kWh にあるとして行われた。BERC では卸売タリフの Tk 4.70/kWh への引き上げを認めたが、同時に政府が BPDB に対する補助金として譲許性の高い融資を Tk 0.99/kWh の割合で給付することをコミットした。平均供給コストと卸売タリフに補助金を加えたものとの差額は BPDB の小売業務に起因するものと理解される。BPDB は依然として供給コストの一部を補助金によってカバーしているが、卸売タリフ、政府補助金に小売タリフを加えたものは資金の量的な面では均衡を果たすこととなった。

<sup>6</sup> IMF, “Bangladesh: 2011 Articles IV Consultation”, November 2011

BERC では引き続きタリフのレビューと改定の努力を継続し、政府補助金の削減及びコストカーに適正マージンの確保を実現するタリフの実現に努力することを表明している。

卸売タリフの改定と同期をとって小売タリフの改定が定期的に行われている。2012 年 9 月に実施されたタリフ改定においても小売タリフの改定が行われている。次の表が改定された最新の小売タリフを示している。

表 11.3-8 小売タリフ(2012 年 9 月 1 日発効)

BPDB, DPDC, DESCO, WZPDCL			REBs, PBSs		
Category	Slab	Tariff (Tk/kWh)	Category	Slab	Tariff (Tk/kWh)
Domestic - A	0-75 kWh	3.33	Domestic	0-75 kWh	3.36-3.87
	76-200 kWh	4.73		76--200 kWh	4.05-4.63
	201-300	4.83		201-300 kWh	4.18-4.79
	301-400	4.93		301-400 kWh	6.88-7.30
	401-600	7.98		401-600 kWh	7.18-7.62
	>600 kWh	9.38		>600 kWh	9.38
Agriculture - B	Flat	2.51	Agriculture - B	Flat	3.39-3.96
Small Industry - C	Flat	6.95	General Industry	Flat	6.95
	Off-peak	5.96		Off-peak	5.96
	Peak	8.47		Peak	8.47
Non-residential - D	Flat	4.53	Charitable Institute	Flat	4.45-4.54
Commercial & Offices - E	Flat	9.00	Commercial	Flat	9.00
	Off-peak	7.22		Off-peak	7.22
	Peak	11.85		Peak	11.85
Medium Voltage - F 11kV General Use	Flat	6.81	Heavy Industry	Flat	6.81
	Off-peak	5.96		Off-peak	5.96
	Peak	9.33		Peak	9.33
Extra High Voltage - G2 132kV General Use	Flat	6.16			
	Off-peak	5.57			
	Peak	8.67			
High Voltage - H 33kV General Use	Flat	6.48	High Voltage 33kV General Use	Flat	6.48
	Off-peak	5.87		Off-peak	5.87
	Peak	9.14		Peak	9.14
St. Light & Water Pump - J	Flat	6.48	St. Light & Water Pump	Flat	6.48

(出典) BERC

通常の小売タリフに加えて、政府と BERC は 2012 年初に新しい料金制度である Quality Tariff (Q - Tariff) 制度を創設した。同制度では電力事業者が一定の地域内に立地する需要家に対して特別の配電線を敷設して停電のない電力供給を保証し、他方需要家は一般需要家に比べて高い料

金を支払うというものである。調査団が配電会社において行った 2012 年 8 月時点のインタビューでは、同制度の適用を申し出た需要家は皆無とのことであった。

(13) 得られた教訓

公的電力機関を対象として行った上の分析からはいくつかの教訓を入手したが、新生の CPGCBL にとって以下のような項目が参考となる。

- (i) 電力各機関は MPEMR によって効率改善に関する指導・監督下に置かれており、各機関が MPEMR と個別に Key Performance Indicators の目標設定に関する契約を結び、毎年 of 事後評価によりインセンティブの付与を受けるシステムが敷かれている。CPGCBL においても同システムに積極的に取り組み、高いレベルの事業効率の実現に努力しなければならない。
- (ii) 発電機関の財務上の成果はシングルバイヤーと締結する PPA の内容に依存するところが大きい。PPA の交渉に当たっては、最大限の注意と努力により、PPA が適正でかつ十分なコストの回復とマージンの確保により、安定的な資本収益率及び総資産利益率の実現を図ることが重要である。
- (iii) ガスを燃料とする他の発電機関と比較して、CPGCBL は大量の燃料を商業運転の開始前から操業期間中を通して貯蔵品として維持しなければならない。財務面で会社は大きな規模の資金を貯蔵品のために支出することとなる。言うまでもなく、貯蔵品の管理を十分に効果的な方法によって行うとともに、プラントの円滑な操業を確保しなければならない。PPA の交渉はそうした条件を適切に反映させるよう留意しなければならない。また、BPDB においては親会社として、CPGCBL が必要とする場合には資金面での支援を含めた支援を提供することが重要である。
- (iv) PPA によって契約された執行条件は厳密にかつ公正的な取扱いの下で実施されなければならない。特に、契約の両当事者は定められた特定期日までに定めた事項を実施し、完了することに努めなければならない。売掛債権及び買掛債務については契約条件に従い、適正な期限と範囲内において執行されるよう努めなければならない。
- (v) 既に述べた通り、会社がいつの時点かにおいて既存のプラントの移管を受けるといった事態に遭遇する場合にあっては、負の遺産としての DSL の継承は行われるべきでない。

### 11.3.3 公的電力機関の財務体力

電力各機関についての機関別のレビューと分析の結果を以下にまとめる。

#### (1) BPDB

BPDB は複数の役割をもち、発電、配電及び「バ」国唯一のシングルバイヤーとして機能している。以下の表が過去の財務上の実績を示している。

表 11.3-9 BPDB の財務実績

	FY 2005	FY 2006	FY 2007	FY 2008	FY 2009	FY 2010	FY 2011
ネット発電電力量 (GWh)	21,408	22,978	23,268	24,946	26,533	29,247	31,355
BPDB 自己及び子会社	13,223	14,456	14,539	15,167	15,449	16,072	14,673
民間発電会社	8,185	8,522	8,729	9,779	11,084	13,175	16,682
電力販売量 (GWh)	19,196	20,954	21,181	22,622	24,757	26,627	28,627
電力販売額 (Tk million)	44,706	46,568	49,853	55,943	63,632	71,158	77,304
税引後純利益 (Tk million)	▲6,086	▲9,380	▲9,049	▲9,821	▲8,286	▲6,358	▲46,206
平均販売価格 (*1) (Tk/kWh)	2.27	2.19	2.26	2.36	2.56	2.57	2.70
平均供給コスト (Tk/kWh)	2.62	2.70 (*2)	2.77 (*2)	2.91 (*2)	2.61	2.68	4.20

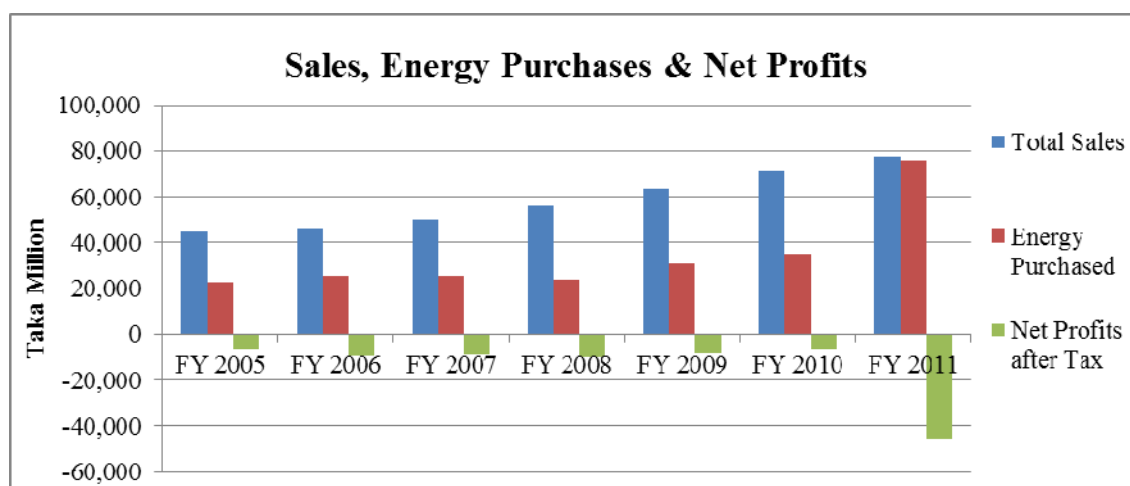
(注) \*1: 卸売及び小売を含む

\*2: BPDB の自己及び子会社の合計

(出典) Annual reports

上の表は、全国の発電電力量が 2005 会計年度以降着実に増加していることを示している。発電事業主体の構成をみると、2005 会計年度には BPDB 及び子会社による発電が 62% を占めていたのに対し、2011 年度には 47% に低下している。この間 7 年間において民間による発電が大きく増加したことを示している。電力販売においては、販売量及び販売額の双方において拡大していることが認められる。BPDB の平均販売価格（卸売と小売の双方を含む）は 2005 年度には Tk 2.27/kWh を記録、以降 2011 年度までは Tk 2.10 – 2.70/kWh の範囲にとどまっていた。電力供給コストは反面 2010 年度までは Tk 2.60 – Tk 3.00/kWh の範囲に収まっていたが、2011 年度には Tk 4.20/kWh に高騰した。過去 7 年間の全てにおいて、BPDB の平均販売価格は電力供給コストを下回って推移している。その結果、BPDB では毎年度の決算に赤字が発生、それが累積して巨額の累積損失となり、自己資本を大きく侵食する事態となっている。また、同じ理由により、総資産利益率及び資本利益率についても以下の図に占めるようなマイナスを続けている。





(出典) BPDB

図 11.3-2 電力販売、購入及び純利益

電力タリフの問題に加え、BPDB では売掛金の内の大きな金額について回収の遅延及び不払いがあり、売掛金残高に膨張が発生、経営効率改善の足かせともなっている。経常負債は DSL の拡大により膨張した状態にあり、流動比率及び当座比率が低水準に推移している。流動性はこれら要因により極度に圧迫されているが、電力購入価格と卸売タリフの逆ザヤ分について支給される政府からの財政支援金（短期融資）によってカバーされている。タリフ制度及びシングルバイヤー制度に抜本的な改革が行われな限り、BPDB は短期間のうちに金融破綻の瀬戸際に瀕することが予見されている。

## (2) APSCCL

APSCCL は「バ」国で第 2 位の発電機関である。同社は 2000 年に設立、2003 年に創業を開始している。総発電容量は 674 MW で 9 基の発電ユニットを保有している。会社は現在 3 件の新たなプラントを建設中である。最初が 225 MW combined cycle power plant であり、輸出信用機関(“ECA”) が組成するプロジェクトファイナンスによるファイナンスを受けている。第 2 番目が 450 MW combined cycle power plant でこちらも ECA によるファイナンスである。第 3 番目が 450 MW combined cycle power plant で ADB 及び Islamic Development Bank (“IDB”)のファイナンスを受けている。以上の大型プラントの他に、会社は 53 MW gas engine power plant を自己資金 US\$ 41 百万によって建設、2011 年 4 月に商業運転を開始している。以下の表が APSCCL の財務成績を示している。

表 11.3-10 APSCCL の財務成績

	FY 2006	FY 2007	FY 2008	FY 2009	FY 2010	FY 2011
電力販売額 (Tk million)	4,106	4,115		4,920	6,258	6,621
税引後純利益 (Tk million)	4	46		30	250	616

(出典) Annual report FY 2010-11

電力販売額及び税引後純利益ともに健全な成長路線を辿っている。財務比率は概ね順調であり、売掛金回収期間を除けば健全な領域にある。DSCR が異常に高い水準を維持しているが、会社によれば DSL の支払のための資金を積み上げているということである。減価償却についてみると、BPDB とは対照的に、会社は 2010-11 年度において前年度末におけるグロス固定資産残高の 5.4%と潤沢な金額の計上を行っている。

### (3) EGCB

EGCB は 1996 年 Meghnaghat Power Company Ltd.の名称で設立された。会社はその後 2004 年に Electricity Generation Company of Bangladesh Limited に改称され、続いて 2009 年にそれまでの非公開有限会社から公開有限会社に移行した。会社は現在新しいプラント 3 件を建設中である。最初が 2 X 120 MW peaking power plant project であり、ADB がファイナンスを提供している。第 2 番目が 360 MW combined cycle power plant で JICA によるファイナンスが行われている。第 3 番目が 335 MW combined cycle power plant で世銀によるファイナンスが行われている。3 件のうち、最初の 2 X 120 MW peaking power plant については 2011 年 11 月に完成、2012 年 2 月に商業運転が開始されている。関連の PPA は 2011 年 8 月に調印され、2012 年 2 月に発効した。収入は商業運転開始日(“COD”)より実現している。会社は 2012 年度の決算期より収入を損益計算書に計上することとなっている。会社の業績に関する評価はこれらプラントの稼働が本格化するまで状況を看視しながら待機することが必要である。

### (4) NWPGL

NWPGL は 2007 年に設立された。会社は現在プラントを建設する途上にある。第 1 号は Sirajganj 発電所であり、続いて Khluna 発電所、さらに Bheramara 発電所となっている。プラントの総発電容量は 660 MW、内訳は、Sirajganj 及び Khluna peaking power plant (各 150 MW)及び 360 MW Bheramara combined cycle power plant である。Sirajganj は ADB によってファイナンスが行われ、2012 年 9 月に完成の予定である。Khluna は ADB と GOB によってファイナンスされ、2013 年 5 月に完成予定となっている。Bheramara 360 MW combined cycle は JICA によってファイナンスされ、2015 年 12 月完成の予定である。会社はプラント建設中の段階であり、財務諸表が業績を反映するには至っていない。

### (5) PGCB

PGCB は 1996 年 11 月に非公開有限会社として設立され、のちに 2000 年 3 月に公開有限会社に移行した。会社はダッカ証券取引所及びチッタゴン証券取引所に株式を上場、公開している。「バ」国における唯一の送電専業会社として、送電、変電、給電指令センター、通信設備等の運営を司っている。以下の表が業績の推移を示している。

表 11.3-11 PGCB の財務業績

	FY 2007	FY 2008	FY 2009	FY 2010	FY 2011
送電料金収入 (Tk million)	5,030	5,349	5,585	5,855	6,156
税引後利益(Tk million)	1,254	1,693	1,555	1,607	924

(出典) Annual report FY 2010-11

会社の収入源である送電料金収入及び税引後利益は 2011 年度を除いては健全な成長を示している。先に見た財務比率においても健全であることが認められている。資本利益率は 4.7%、総資産利益率は 1.2%、自己資本比率は 26.6%、DSCR は 1.48 倍、売掛債権回収期間は 61 日、流動比率は 209%、当座比率は 191%である。会社は過去 7 年間に於いて財務比率を十分な水準に維持していることが確認されるが、近年いくつかの指標、総資産利益率、自己資本利益率、自己資本比率、流動性比率及び当座比率等において後退傾向にあることも指摘される。減価償却においては、会社は BPDB とは対照的に、2010-11 年度において前年度末の固定資産残高（グロス）の 3.6%を計上している。注意を要する事項として、2010-11 年度の年次報告において PGCB に帰属する資金から大きな金額 Tk 637 百万が不正に支出されている事態が発覚している。幹部及びミドルの役職員の関与が報告されているが、内部統制に何らかの欠陥を抱えていたことの結果であると理解される。

#### (6) DPDC

DPDC は 2005 年に設立された。商業活動は 2008 年に倒産状態にあった DESA の資産及び負債を承継することにより開始された。会社は 2011 年度に創業後 3 年目を終了した段階である。会社は DESA の資産及び負債を承継したが、現在の財務諸表にその影響が強く残されている。累積損失の承継により会社の自己資本がマイナスの状態にある。会社では早い時期に株式の上場及び一般投資家に対して公開することを目指しているが、債務超過の状態は株式の上場、公開の妨げとなっている。経常資産及び経常負債はともに DESA より継承された大きな残高を保有しているが、勘定の内容が経常資産もしくは負債に正しく該当するものか、資産として回収し、負債として決済すべきものかの判定すら困難な状態の様相である。各勘定はそれら承継した資産の部分について水ぶくれが生じており、計算される財務比率については正確性に欠け、疑問の残る内容のものとなる。売掛債権回収期間及び買掛債務回転期間についても同様の疑念をともなっている。調査団の見解としては、会社の各勘定は内容について厳しく精査することが必要であり、疑問の残る勘定残高については相手先当事者との間で決済、整理を行うことにより財務諸表の信頼度を高めることがまずもって必要であると結論する。他社について行ったと同様に、減価償却についてみると、会社は 2010-11 年度に前年度末における固定資産残高（グロス）の 2.4%の計上を行っている。BPDB と同じ程度の償却が行われていることが確認される。

#### (7) DESCO

DESCO は 1996 年に配電を専業とする公開有限会社として設立された。創業は 1998 年、会社が DESA から Mirpur 地域における配電設備を買い取ることによって開始された。その後において営業地域が順次拡大、2003 年に Gulshan Circle、2007 年に Tongi Pourashava area を吸収した。以下の表が会社の財務面の業績推移を示している。

表 11.3-12 DESCO の財務成績

	FY 2006	FY 2007	FY 2008	FY 2009	FY 2010	FY 2011
総電力販売量 (GWh)	1,696	1,897	2,293	2,475	2,674	2,848
総電力販売額 (Tk million)	6,424	7,381	9,094	9,888	10,911	12,400
税引後利益 (Tk million)					1,789	1,478
配電損失 (%)	16.20	13.44	10.91	9.79	8.86	8.79
売掛債権回収期間 (日)	141	97	77	82	76	73

(出典) Annual report FY 2010-11

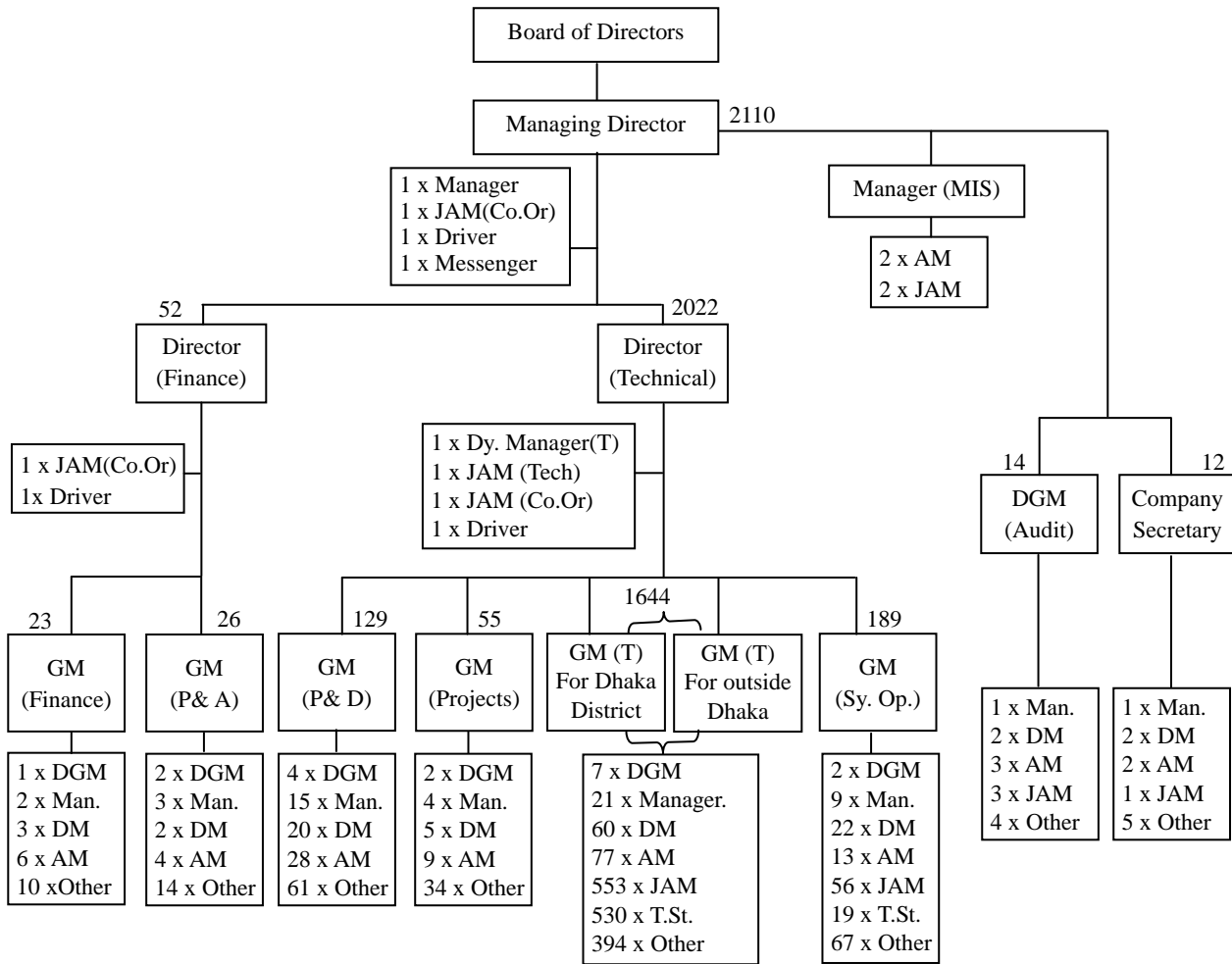
電力販売は量及び金額は、ともに順調な伸びを示している。先にみた通り財務比率も健全であることが確認されている。自己資本収益率：14.9%、総資産利益率：5.0%、自己資本比率：41.9%、売掛債権回収期間：87日、流動比率：349%及び当座比率：278%となっている。今ひとつの指標であるシステム・ロスについても過去の実績推移をみることができる。ロス率は2005年度には16.64%であったが、2011年度には8.79%の水準まで改善に成功している。ロス率の削減を通じた経営効率の改善が自己資本利益率及び総資産利益率の目覚ましい改善につながっている。利益率の水準からみると会社は投資家による投資の対象として適格性を高めているように窺われる。買掛金支払期間を売掛金回収期間とマッチさせる水準に維持することにより、会社は債務の支払いを、販売代金を回収した上で回収資金からねん出することが可能であり、その部分自己資金を運転資金として投入する必要のない資金操作を行っている。減価償却においては、BPDBとは対照的に、2010-11年度において前年度末固定資産額（グロス）の5.5%に相当する額を計上、潤沢な処理を行っている。

11.4 関係機関の組織図と要員数

11.4.1 PGCB

(1) 全国

PGCB 全体の組織図と要員数を以下に示す。



(source: Company Structure of PGCB, as of December, 2005)

図 11.4-1 PGCB 全体の組織図と要員数

全要員数は2,110人であり、このうち、96%に相当する2,022人が、Director (Technical)の配下である。さらに、全体の78%に相当する1,644人が変電所などの現場において、運転維持管理業務を行っている。（2012年12月現在の総要員数は1,985人である。）

(2) プロジェクトの推進体制

各プロジェクトを実施するために、Project Director を長とする Project office を設立し、専門的にそのプロジェクトを推進している。現在進行中のプロジェクト概要を以下に示す。

表 11.4-1 現在進行中のプロジェクト概要

Project 名	資金 ソース	総工事費 L: Local F: Foreign	目的
Meghnaghat-Aminbazar 400 kV Transmission Line (NG1)	ADB	L 17.39 MUS\$ F 22.86 MUS\$	To evacuate Power from Meghnaghat P/P and to supply reliable power to western part of Dhaka.
Bibiyana-Kaliakoir 400 kV and Fenchuganj-Bibiyana 230kV Transmission Line (NG2)	EDCF Korea & GOB	L: 100 MUS\$ F: 146.73 MUS\$	To build the power evaluation facilities for upcoming 2X450 MW CCPP at Bibiyana & to evacuate the surplus power of Sylhet area and also to supply adequate power to the northern part of Dhaka city
Construction & Extension of Grid Substations including transmission line facilities (Phase-1)	ADB & JICA	L 45.27 MUS\$ F 67.10 MUS\$	To meet the growing demand of respective areas.
Aminbazar-Old Airport 230 kV Transmission Line and Associated Substations	ADB	L: 40.03 MUS\$ F: 53.22 MUS\$	To supply reliable power and to meet the growing demand of western part of Dhaka city.
Transmission Efficiency Improvement through Reactive Power Compensation at Grid Substations and Reinforcement of Goalpara Substation	KfW	L: 13.11 MUS\$ F: 20.45 MUS\$	To maintain reasonable voltage & to reduce Transmission loss.
Siddhirganj-Maniknagar 230 kV Transmission Line	WB	L: 18.82 MUS\$ F: 32.71 MUS\$	To evacuate the power generated at Siddhirganj & to meet the growing demand of Maniknagar and adjacent area.
Barisal-Bhola-Burhanuddin 230 kV Transmission Line	Own	L: 28.57 MUS\$ F: 42.85 MUS\$	To evacuate Power from upcoming Bhola P/P
Grid Interconnection between Bangladesh (Bheramara) and India (Baharampur)	ADB	L: 49.16 MUS\$ F: 104.94 MUS\$	(i) To Facilitate exchange of electricity between Bangladesh & India. (ii) To establish a Grid interconnection with India. (iii) To minimize the power crisis in Bangladesh to some extent.
Two new 132/33 kV substations at Kulaura & Sherpur with interconnecting lines.	Own	L: 11.5 MUS\$ F: 16.65 MUS\$	To meet the growing demand of Kulaura & Sherpur
Bibiyana-Comilla(N) 230kV transmission line	GOB & PGCB	L: 24.46 MUS\$, F: 29.74 MUS\$	To evacuate the surplus power of Sylhet & Fenchuganj area.
Haripur 360 MW Combined Cycle Power Plant and Associated Substation (PGCB Part)	JICA	L: 7.046 MUS\$, F: 17.84 MUS\$	To evacuate generated power from 360 MW CCPP

(source: PGCB Web site)

Bibiyana - Kaliakoir 400 kV Project office の組織図と要員数を以下に示す。

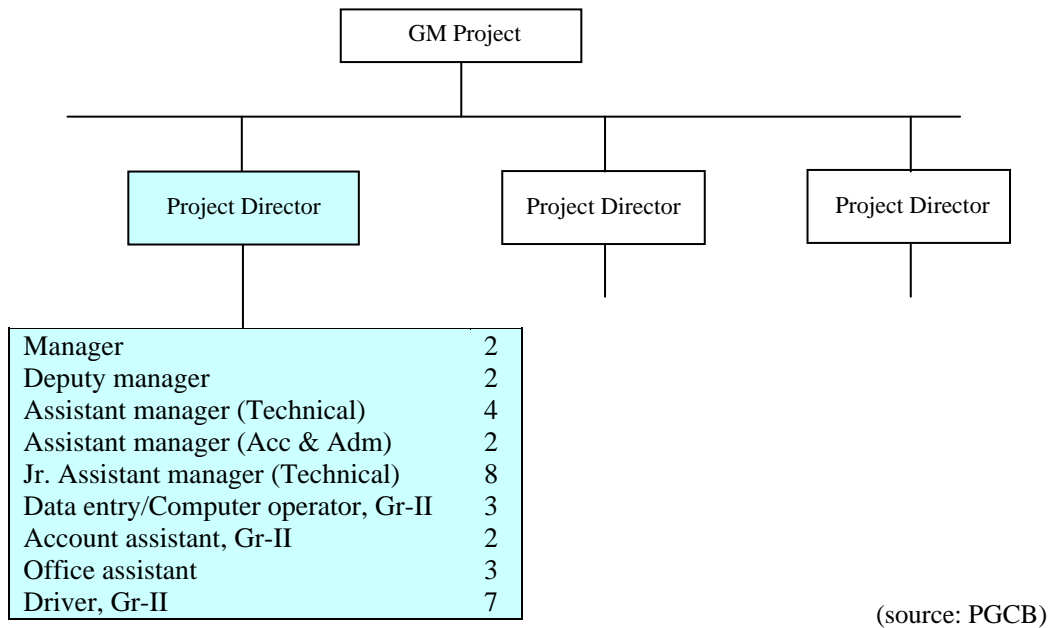


図 11.4-2 Bibiyana - Kaliakoir 400 kV Project office の組織図

Bibiyana - Kaliakoir Project Office は主として以下の設備の建設工事を担当している。

- ◆ 400kV Bibiyana - Kaliakoir T/L: 168km
- ◆ 230kV Fenchuganj - Bibiyana T/L: 33km
- ◆ 400kV Kaliakoir S/S and 230kV Fenchuganj S/S

本事業の Project Office は、400kV 送電線 60km の建設工事を担当することになるため、工事量を考慮すると、上記の Project Office の 1/3 程度の要員数が必要になるものと想定される。Project Implementation Unit (PIU)として 13名の要員を配置し、PIU の設置期間を建設期間 3 年間 + 建設準備期間 1 年間を考慮した MM を以下に示す。

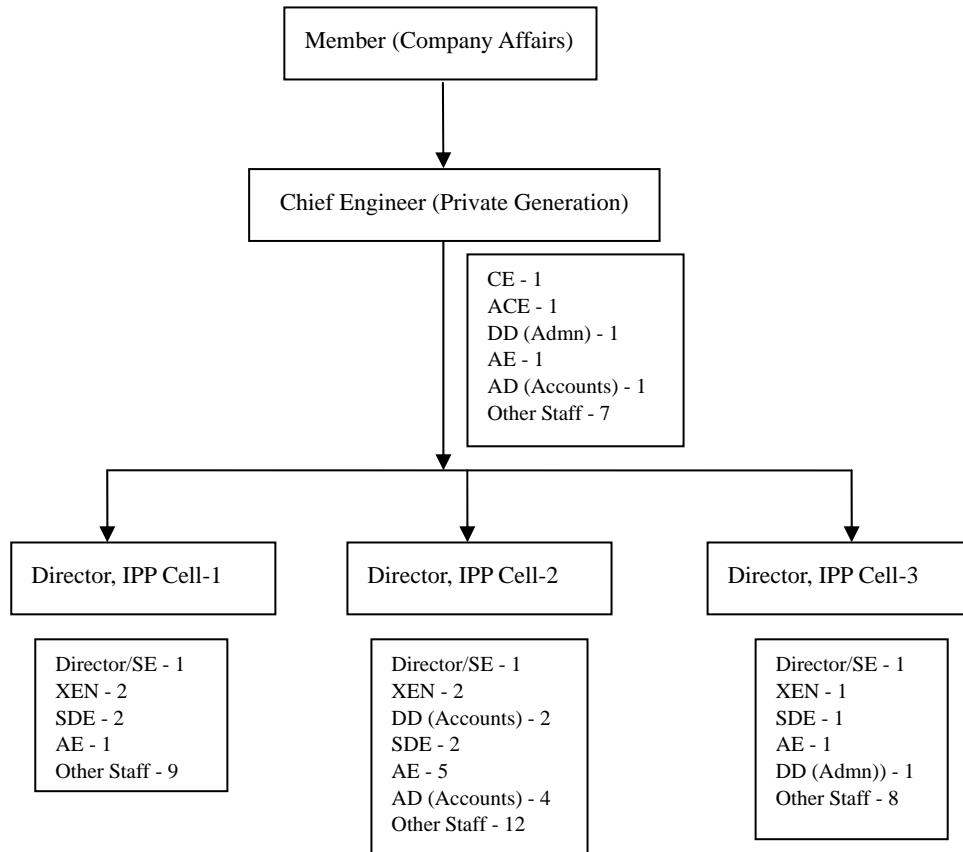
表 11.4-2 送電線プロジェクトの PIU

	Nos.	MM
Project Director (Manager)	1	48
Deputy manager	1	48
Assistant manager (Technical)	2	96
Assistant manager (Acc & Adm)	1	48
Jr. Assistant manager (Technical)	3	144
Data entry/Computer operator, Gr-II	1	48
Account assistant, Gr-II	1	48
Office assistant	1	48
Driver, Gr-II	2	96
<b>Total</b>	<b>13</b>	<b>624</b>

(Source: JICA Study Team)

#### 11.4.2 BPDB の IPP Cell

BPDB の IPP Cell の組織図と要員数を以下に示す。



(source: JICA Study Team)

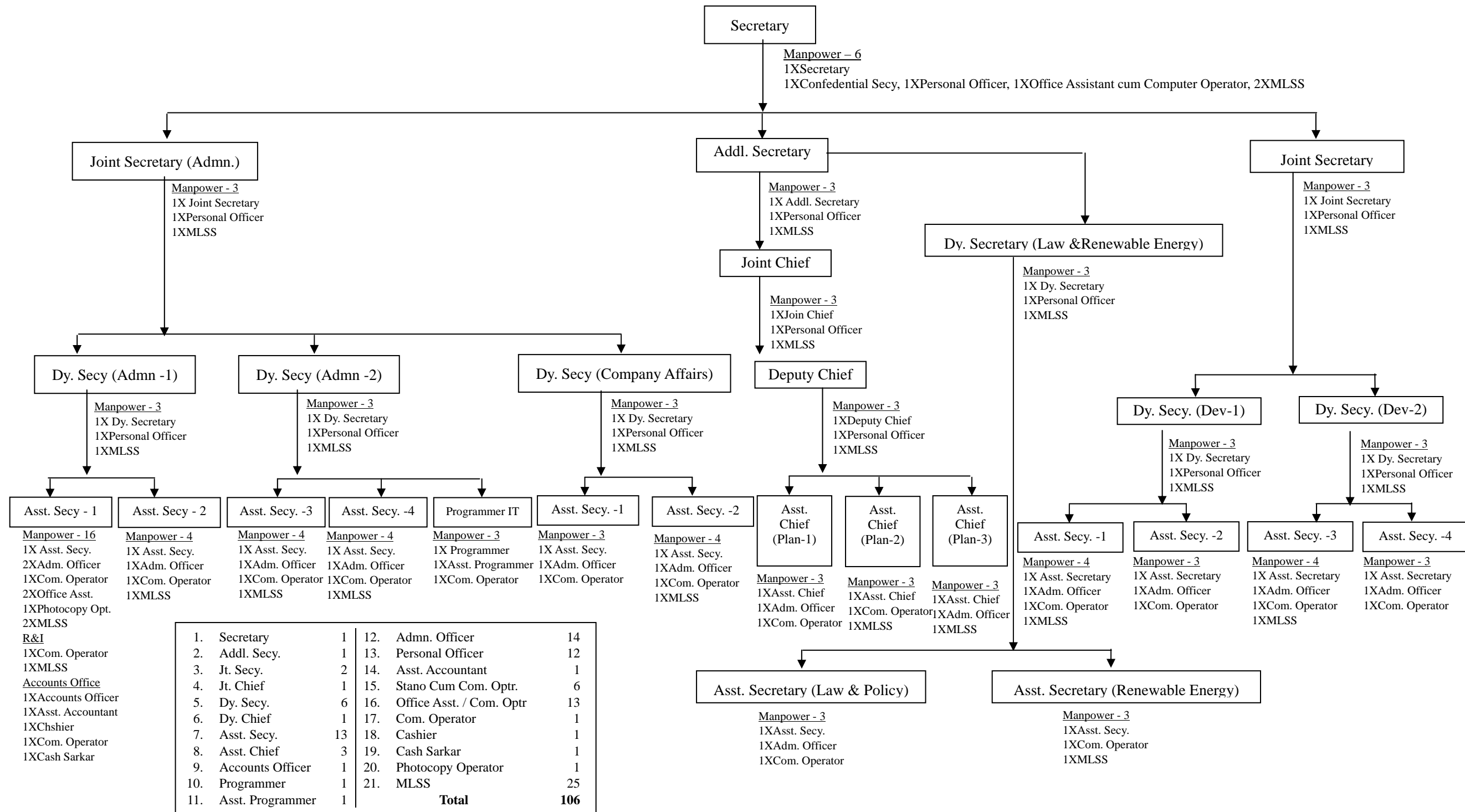
図 11.4-3 IPP Cell の組織図と要員数

IPP Cell は、BPDB の Member Company Affairs の所管であり、3つのグループが IPP との契約を行っている。IPP Cell-1 は BPDB 子会社及び IPP の内、定格容量 150MW 以上の発電所との電力購入契約（PPA）を担当している。したがって CPGCBL との PPA 締結は同所が対応することになる。

#### 11.4.3 Power Division

Power Division, MoPEMR の組織図と要員数を以下に示す。全要員数は 106 人である。





1. Secretary	1	12. Admn. Officer	14
2. Addl. Secy.	1	13. Personal Officer	12
3. Jt. Secy.	2	14. Asst. Accountant	1
4. Jt. Chief	1	15. Stano Cum Com. Optr.	6
5. Dy. Secy.	6	16. Office Asst. / Com. Optr	13
6. Dy. Chief	1	17. Com. Operator	1
7. Asst. Secy.	13	18. Cashier	1
8. Asst. Chief	3	19. Cash Sarkar	1
9. Accounts Officer	1	20. Photocopy Operator	1
10. Programmer	1	21. MLSS	25
11. Asst. Programmer	1	<b>Total</b>	<b>106</b>

(source: JICA Study Team)

図 11.4-4 Power Division の組織図と要員数



11.5 組織の強化およびプロジェクト実施に関するロードマップ

11.5.1 短期

Loan Agreement の締結までを短期とし、実施すべき項目とその実施時期を記載したロードマップを提案する。なお、Loan Agreement の締結時期としては、最も早い時期として、2014 年 3 月を想定している。

(1) コーポレートガバナンス体制の整備

コーポレートガバナンス体制の整備のためのロードマップを以下に示す。重要な実施項目としては、Board of Directors の選定、Top Management Team の選定、各種委員会の設置がある。2012 年で実施すべき項目のうち、MD と Company Secretary の採用以外は進んでいない。既に実施すべき時期が過ぎている項目については、迅速な対応が必要である。

表 11.5-1 短期ロードマップ-1（コーポレートガバナンス体制の整備）

		2012					2013												2014			
		7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
<b>[Key Benchmark]</b>																						
<b>Conclusion of Loan agreement</b>																						
<b>[Preparation of Corporate Governance System]</b>																						
1	Determination of Job Description and Terms & Conditions for the chairman, and the board of directors																					
	Board of Directors [BOD]																					
2	Determination of Job Description and Terms & Conditions for Top Management Team [TMT]																					
	BOD																					
3	Formation of Compensation/Selection Committee																					
	BOD																					
4	Finalization of Selection Criteria & Selection Process for TMT																					
	BOD (Selection Committee)																					
5	Execution of Selection Process (Advertisement, Initial Screening, Interviews and selection finalization)																					
	BOD (Selection Committee)																					
6	Formation of Audit and Governance Committees																					
	BOD																					
7	Selection of external Directors (to change some Directors)																					
	GOB																					
8	Holding 1st general shareholder's meeting																					
	BOD																					
9	Selection of external auditor																					
	BOD																					
10	Establishment of Corporate Visions																					
	BOD, CPGCBL TMT																					
11	Establishment of Corporate Office (Head office)																					
	CPGCBL TMT																					
12	Establishment of web site																					
	CPGCBL TMT																					

Note: ← は原工程からの遅延を示す。

(Source: JICA Study Team)

(a) Board of Directors の選定（表 12.2-2<sup>1</sup>参照）

「Bangladesh コーポレートガバナンス規範 2004」（12.2.1 章参照）によると、取締役会の過半数を非常勤の独立した取締役が占めるように推奨している。また、会社設立趣意書によると、取締役は電力の専門家、消費者、ビジネス、財務の専門家の代表者で構成される

<sup>1</sup> BPDB 子会社の Governance framework は表 12.2-2 に示している。DESCO, PGCB, EGCB, APSCL については、取締役会の中に独立した取締役が存在している。

と規定されている。しかし、現状の取締役は、政府または BPDB の関係者から構成されており、一部の取締役を非常勤の独立した取締役に変更する必要がある。なお、会社設立趣意書では会社設立（2011年9月5日）後18か月以内に株主総会を開催することにしており、その前の2013年1月までには取締役の変更を実施することが必要である。

(b) Top Management Team の選定

2012年11月29日を応募期限として、MD と Company secretary の公募が行われた。両者の選定の後、2013年1月までには、財務と技術の経営責任者を選定し、会社の経営層チームを組成する。

(c) 各種委員会の設置

Top Management Team の選定の前に、取締役会の中に Compensation/ Selection Committee を設置し、その委員会が MD をはじめとする経営層の人選を行う。なお、人選における透明性を確保するために、委員会の委員には外部の独立した取締役を含む必要がある。

また、財務情報の開示を監督する目的で Audit Committee、ガバナンス方針を作成する目的で Governance Committee を設置する。

(2) 人的資源管理

人的資源管理のためのロードマップを以下に示す。重要な実施項目としては、Key Executive Managers の選定である。

表 11.5-2 短期ロードマップ-2（人的資源管理）

		2012					2013												2014				
		7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	
<b>[Key Benchmark]</b>																							
<b>Conclusion of Loan agreement</b>																						L/A	▲
<b>[Human Resource Management]</b>																							
1	Preparation of Organogram (including Staff number), Functional Description, Job Description, Qualification																						
2	Preparation of Salary Structure and Compensation Package																						
3	Selection Committee Formation for recruitment of Key Executive Managers [KEM]																						
4	Finalization of Selection Criteria & Process for KEM																						
5	Execution of Selection Process (Advertisement, Initial Screening, Interviews and selection finalization)																						
6	Conclusion of employment agreement																						

(Source: JICA Study Team)

Key Executive Managers の選定にあたっては、経営層が事前に Organogram (including Staff number), Functional Description, Job Description, Qualification Standard, Salary Structure and Compensation Package を決定し、段階的に必要な要員を確保していく必要がある。



11.5.2 中期

Loan Agreement の締結以降、1, 2 号機の運転開始までを中期とし、実施すべき項目とその実施時期を記載したロードマップを提案する。なお、1, 2 号機の運転開始時期としては、最も早い時期として、1 号機 2022 年 12 月を想定している。

(1) 法律上の手続き

法律上の手続きのためのロードマップを以下に示す。L/A の締結後、すぐに GOB と CPGCBL 間で Subsidiary Loan Agreement を締結する必要がある。

1 号機の試運転開始前に、Fuel Supply Agreement, Power Purchase Agreement を締結するとともに、BERC から発電事業の免許を取得する必要がある。

表 11.5-4 中期ロードマップ-1（法律上の手続き）

			2014				2015				2016				2020				2021				2022				'23						
			1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q					
<b>[Key Benchmark]</b>																																	
<b>Commercial operation of new P/S</b>																																	
<b>[Application of Legal Procedures]</b>																																	
1	Finalization of Loan Agreement (L/A)	JICA, GOB																															
2	Conclusion of Subsidiary Loan Agreement	GOB, CPGCBL																															
3	Conclusion of Fuel Supply Agreement	Coal supplier, CPGCBL TMT																															
4	Conclusion of Power Purchase Agreement between BPDB and CPGCBL	BPDB, CPGCBL TMT																															
5	Getting generation license from BERC	BERC, CPGCBL TMT																															

(Source: JICA Study Team)

(2) 入札の手続きと建設工事

入札の手続きと建設工事のためのロードマップを以下に示す。L/A の締結後、すぐにコンサルタントの選定手続きを開始し、その後、選定されたコンサルタントとともに、EPC contractor の選定手続きを実施する。

試運転は、混炭時の安定運転を確認するため、1,2号機ともに6カ月間程度実施する。

表 11.5-5 中期ロードマップ-2（入札の手続きと建設工事）

		2014		2015		2016		2017		2018		2022		'23	
		1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q
<b>[Key Benchmark]</b> Commercial operation of new P/S														#1	#2
<b>[Preparation of Tender and Construction Phases]</b>															
1	Selection procedures for consultant CPGCBL TMT														
2	Preparation of tender (EPC) by CPGCBL CPGCBL KEM, Consultant														
3	Selection of EPC (Civil) contractor CPGCBL TMT, Consultant														
4	Selection of EPC (Power Plant) contractor CPGCBL TMT, Consultant														
5	Construction CPGCBL, EPC Contractor														
6	Test run CPGCBL, EPC Contractor													#1	#2

(Source: JICA Study Team)

(3) 石炭の調達

石炭の調達のためのロードマップを以下に示す。試運転開始の3~5年程度前に、石炭調達の入札を実施するコンサルタントの選定手続きを開始し、その後、選定されたコンサルタントとともに、石炭供給者の選定手続きを実施する。

落札者決定後に、CPGCBL職員とコンサルタントで構成する Supporting Agency (SA) を設立し、SA の支援を受けて Fuel Supply Agreement を締結する。

表 11.5-6 中期ロードマップ-3（石炭の調達）

		2014		2018		2019		2020		2021		2022		'23	
		1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q
<b>[Key Benchmark]</b> Commercial operation of new P/S														#1	#2
<b>[Coal Procurement]</b>															
1	Preparation of competitive selection of Consultant by CPGCBL CPGCBL KEM														
2	Selection procedures for consultant CPGCBL TMT														
3	Preparation of tender (Coal supplier) by CPGCBL CPGCBL KEM, Consultant														
4	Selection of Coal supplier CPGCBL TMT, Consultant														
5	Establishment of Supporting Agent (SA) CPGCBL KEM, Consultant														
6	Conclusion of Fuel Supply Agreement Coal supplier, CPGCBL, SA														

(Source: JICA Study Team)

(4) 企業体質の強化

企業体質の強化のためのロードマップを以下に示す。L/A 締結後早い段階で、中期経営計画を策定するとともに、Delegation of power を決定する。また、建設工事の開始に先立って、安全委員会を組成して安全政策を決定するとともに、Environment management system を構築する。なお、毎年定例の株主総会を開催するとともに、Annual Report を発行する。

表 11.5-7 中期ロードマップ-4 (企業体質の強化)

			2014			2015			2019			2020			2021			2022			'23			
			1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q
<b>[Key Benchmark]</b>																							#1	#2
<b>Commercial operation of new P/S</b>																							▲	▲
<b>[Reinforcement of Corporate Framework]</b>																								
1	Formulation of Mid-term management plan (management objective and numerical target)	CPGCBL TMT																						
2	Establishment of incentive and benefit scheme	CPGCBL TMT																						
3	Formulate training policy, Establishment of training system	CPGCBL TMT																						
4	Determination of Performance evaluation method	CPGCBL TMT																						
5	Determination of sharing roles between HQ and PS	CPGCBL TMT																						
6	Establishment of Safety policy & Safety Committee	CPGCBL TMT																						
7	Establishment of Environment management system	CPGCBL TMT																						
8	Determination of delegation of power (Administration)	CPGCBL TMT																						
9	Determination of delegation of power (Finance)	CPGCBL TMT																						
10	Determination of Budget management system	CPGCBL TMT																						



(5) 発電所運転維持管理要員の採用

発電所運転維持管理要員の採用のためのロードマップを以下に示す。電気・機械設備の設置が開始する1年程度前から、発電所要員の募集を開始し、建設期間中及び試運転期間中にOJTにより研修を行う。

また、外注すべき業務については、試運転の開始前に業務実施契約を締結する。

表 11.5-8 中期ロードマップ-5（発電所運転維持管理要員の採用）

		2014				2015				2018				2019				2021				2022				'23		
		1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q
<b>[Key Benchmark]</b>																										#1	#2	
<b>Commercial operation of new P/S</b>																										▲	▲	
<b>[Selection of New Employees for P/S]</b>																												
1	Establishment of manpower planning and employee policy	CPGCBL TMT																										
2	Determination of organization structure at P/S and new recruits number	CPGCBL TMT																										
3	Determination of job description, service rules and pay standard	CPGCBL TMT																										
4	Determination of recruitment method for new employees	CPGCBL TMT																										
5	Execution of Selection Process ( Advertisement, Initial Screening, Interviews and selection	CPGCBL TMT																										
6	Conclusion of employment agreement	CPGCBL TMT																										
<b>[Operation &amp; Maintenance]</b>																												
1	Implementation of OJT training during construction (installation)	CPGCBL																										
2	Implementation of OJT training during test run	CPGCBL																										
3	Negotiation with PGCB (responsibility area, command method)	CPGCBL TMT																										
4	Implementation of performance guarantee test	CPGCBL																										
5	Conclusion of contracts for outsourcing works	CPGCBL TMT																										



## 第 12 章

### 新発電会社の経営管理



## 第12章 新発電会社の経営管理

### 12.1 CPGCBL の目指すべき方向性

#### 12.1.1 目指すべき方向性

CPGCBL 社は、「バ」国における石炭火力開発・促進を長期的に牽引していくことが求められている。会社が、このような要求に応え、継続的に発展していくためには、効率的な経営を実施するとともに、社内の人材を育成し、石炭火力全般にわたる技術力の向上を図っていくことが必要である。

以下の表に示すように、現在の「バ」国電力セクターでは、効率的な経営に不可欠な自立的経営と人材の育成を同時に実現している企業は少ない。CPGCBL の目指すべき方向性は、会社が継続的に発展していくことを目指し、自立的経営と人材の育成を同時に実現することである。

表 12.1-1 「バ」国電力セクターの先行事例

	自立的経営	人材の育成
BPDB P/S	完全に BPDB の支配下であり、すべての判断は、BPDB の意思決定による。	メンテナンス要員は確保しているが、体系だった人材育成を行っていない。
IPP	完全に IPP 独自の意思決定による。	メンテナンスはメーカーとの長期契約による。メンテナンス要員は保有していない。
APSCL	BPDB の子会社であり、点検による停止など重要な意思決定は、完全に BPDB の支配下にある。	メンテナンス要員を確保しており、体系だった人材育成を開始している。
PGCB	BPDB の子会社であるが、経理は分離しており、経営陣に経営権が委ねられている。	他社にはない特殊な技術が必要であり、体系だった人材育成を行っている。
DESCO	BPDB の子会社であるが、経理は分離しており、経営陣に経営権が委ねられている。	配電線の工事など主要な部分はアウトソーシングしている。

上記の状況を踏まえ、CPGCBLの目指すべき方向性を図示すると以下の通りである。

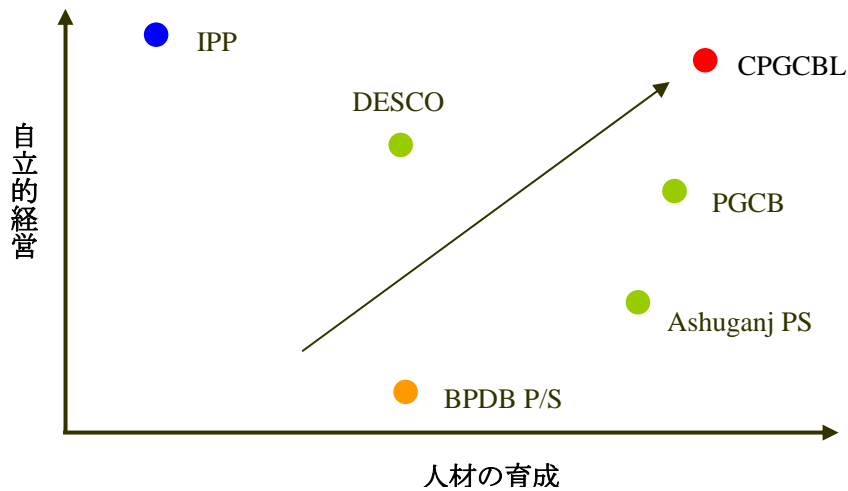


図 12.1-1 CPGCBLの目指すべき方向性

### 12.1.2 CPGCBL 経営ビジョン

「バ」国政府が定めた「 Bangladesh 電力セクター改革ロードマップ（2008-2010）」によると、「公的セクターの新規発電所は、特にグッドガバナンス、効率的な O&M および商業的環境の確立に力を注ぐこと」と書かれている。

CPGCBLは、この精神を踏まえ、早期に CPGCBL の経営ビジョンを明確に定め、全職員に対し周知徹底することが重要である。CPGCBL の主要な利害関係者との協議をもとに作成された電力会社としての CPGCBL ビジョン記述書は以下の通りである：

CPGCBL では、「経営の自立」、「高信頼度の電力供給」、「継続的な発展」の3本柱を経営ビジョンとし、これらの柱をバランス良く実現していくことを目指す。

以下に経営ビジョンのイメージ図を示す。

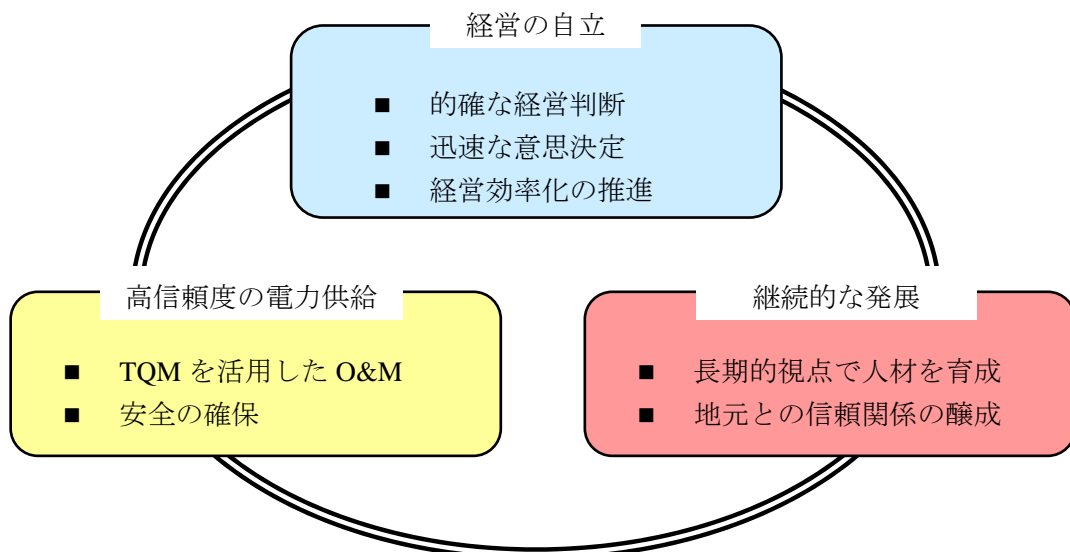


図 12.1-2 経営ビジョンのイメージ図

(1) 経営の自立

経営の自立を実現するためには、経営陣が的確に経営判断し、迅速な意思決定を行う必要がある。このためには、経営陣及びその側近スタッフには、進取の精神を持った優秀な人材を揃えとともに、的確な情報を何時でも引き出せるシステムの構築が重要である。さらに、必要な投資を必要な時期に実施できるようになるために、収支バランスの確保が可能となる構造を早期に実現する必要がある。

(2) 高信頼度の電力供給

「バ」国の電力供給信頼度は決して高くない。これは発電設備の絶対数が不足していることが大きな要因であるが、電力セクターに所属する職員の意識の低さによるところも大きい。CPGCBL では、職員一人一人が高信頼度の電力供給を実現するという意識を持ち、TQM を活用して、実績データや事実を基に O&M を実施する体制を整備する。さらに、設備安全、人身安全に十分気を配り、事故を未然に防止する仕組みづくりを整備する。

(3) 継続的な発展

発電会社が継続的に発展していくためには、長期的な視点に立って、社内にメンテナンス要員を育成し、小規模なメンテナンスはメーカーに頼らずに独自に実施できる体制を整えることが不可欠である。CPGCBL が建設する予定の発電所は、「バ」国で初めての大型石炭火力であり、技術の蓄積を図っていくことにより、石炭火力に関する技術のトップランナーという地位を確立していくことが可能である。このような技術の蓄積は、将来のビジネスチャンス拡大に寄与するものと期待される。

また、将来的には現在計画中の発電設備だけにとどまらず、近隣地区において新規の発電設備の設置も視野に入れるべきである。このためには、地元の経済発展の推進に貢献するという考えも必要であり、地元雇用の推進を図り、地元との信頼関係の醸成を図ることが必要である。

## 12.2 コーポレートガバナンス

効果的なガバナンスは：

- 取締役会や組織のマネージャー等の関係者に責任を割り当て、明確な説明責任を負わせる。
- 透明かつオープンに企業目標を設定・追及する手段を提供する。
- リスク管理と業績監視の仕組みを確立する。

コーポレートガバナンスとは、会社を維持・繁栄させるために会社を方向づけて統制する仕組みのことであり、下図に示すとおり、経営の執行機能と監督機能の分離、内部統制の整備・運用、会社外部からの監視が重要な要素となる。

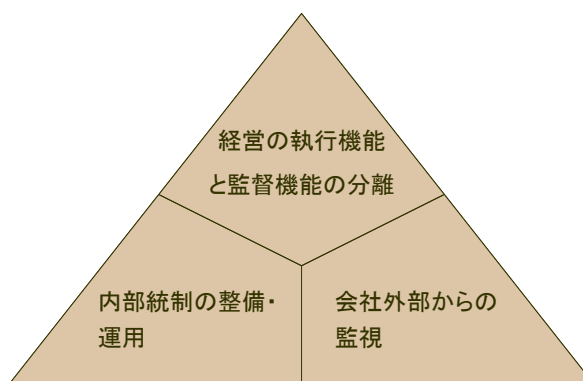


図 12.2-1 コーポレートガバナンスの基本的枠組み

### 12.2.1 「バ」国における関係法令

#### (1) コーポレートガバナンス規範 2004

CPGCBL が最初に実施すべきことは、「 Bangladesh 国 コーポレートガバナンス規範 2004」に基づき、コーポレートガバナンスの重要性を明示することである。以下の表に、参考とすべきコーポレートガバナンスの主要側面を示す。

表 12.2-1 Bangladesh 国 コーポレートガバナンス規範 2004 重要点

側面	参照条項	原則／指針
取締役会の義務	II	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 株主の正当な利益のために働き、十分に説明責任を果たす</li> <li>▪ コーポレートガバナンス規範コードを含むすべての関連法令を順守する</li> <li>▪ 戦略、方針、経営実績および事業計画を決定、監視、評価する</li> <li>▪ 主要なリスク領域を特定、監視する</li> <li>▪ リスク管理システムを見直し、監視する</li> <li>▪ MD/CEO および最高経営陣を任命し、評価を目的とする業績基準を設定する</li> </ul>



バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

側面	参照 条項	原則／指針
新しい取締役の指名	IV	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 指名委員会は指名プロセスへの株主の積極的な参加を妨げない</li> <li>▪ 株主と委員会が指名した候補者と必須情報は、年次総会に先立って発表される</li> </ul>
議長と CEO の分離	VI	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 取締役会の会長と CEO は、同じ人物が務めてはならない</li> </ul>
取締役会の構成	VII	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 取締役会は 7～15 人の取締役で構成される</li> <li>▪ 取締役会の過半数を非常勤の独立した取締役が占めるような指名プログラムを提示・実施する</li> <li>▪ 非常勤の取締役を利害の対立を伴う決定を下す委員会に配置する</li> <li>▪ 非常勤の取締役、または独立した取締役の過半数の出席を得た場合のみ、定数に達したものとする</li> </ul>
取締役会の報酬	VIII	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 取締役が義務を果たすために費やした時間と努力に十分見合う報酬を支払う</li> </ul>
委員会	X	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 監査委員会、指名委員会は独立した取締役を長とする</li> <li>▪ 監査委員会は職業資格と関連した経験をもつ独立した取締役を長とする</li> <li>▪ 四半期の会議で内部監査と外部監査内外の監査を監視する</li> <li>▪ 株主に対して年次報告を行う</li> </ul>
取締役会の実績の評価		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 取締役会は、効果的な運営を確保するため、少なくとも年に 1 回、会長の議長実績を含む取締役会の実績について、集団評価と個人評価を行う</li> </ul>

(2) バングラデシュ会社法 1994

会社法はビジネス環境下で企業が活動するための枠組みを規定するとともに、組織のプロセスや株主投資家に対する透明性の確保に関する法定義務を規定する。コーポレートガバナンス以前に流行した会社法は、主として法的な性質のものである。一方、コーポレートガバナンスは、そのクラスで最高の組織・企業慣習に沿ったものとなっている。バングラデシュ会社法 1994 は、良好なガバナンス原則を順守するために CPGCBL が従うべきと考えられる特定の指針を含んでいる。

12.2.2 先行する民営化企業における主要な調査結果

「バ」国で既に民営化された複数企業において、以下の側面に焦点を当てた先行事例調査を行った。

- ガバナンスの枠組み
- 委員会の構造および構成
- 所有者と経営者の分離

以下の表では、コーポレートガバナンスの主要側面を比較する。なお、DESCO と PGCB は上場企業である。結果は、以下のとおりである。

(1) 取締役会の構成

「バ」国のほとんどの電力関係企業は、9～11人規模の取締役会を有している。バングラデシュ・コーポレート・ガバナンス規範のセクション VII は、良いガバナンス機構を7～15人としているが、これにあてはまる規模である。

(2) ガバナンスの枠組み

取締役会のメンバーの約20～30%が独立した取締役である。執行役の中では、MDのみが取締役会のメンバーである。

最高経営陣は企業の最高経営責任者すなわち CEO、最高財務責任者すなわち CFO、および最高運用責任者すなわち COO で構成されている。人事および企画開発の分野を代表する執行役員を置いている機関はない。

(3) 所有者と経営者の分離

すべてのケースにおいて、所有者と経営者が分離している。また、抑制と均衡を確保するために会長と CEO を分離するというバングラデシュコーポレートガバナンス規範のセクション VI が規定する原則が実践されている。両者の役割を見ると、組織全体の統括は会長に、日常的な業務と会社の運営は会長から分離した CEO に委ねられている。

(4) 委員会

各社が設置した委員会の活動状況はさまざまである。DESCO や PGCB のような上場事業体は必然的に監査委員会の設置を義務付けた SEC ガイドラインに従わなければならない。だが、下の表に示すように、他の委員会も設置している。

表 12.2-2 コーポレートガバナンス慣行に関する比較チャート

Organization / Utility	No. of Directors	Governance Framework		Separate Chairman & CEO	Board Committees	Management
		Independent Directors	Executive Directors			
DESCO	9	3 University (1) Retired engineer (1) Legal enterprise (1)	1	Yes	1 Audit	2 MD, Director (F&A)
PGCB	9	5 University (1) ICAB (1) FBCCI (1) BTCL (1) Advocate (1)	1	Yes	2 Audit Board, Administrative Affairs	2 MD, Director (O&M)
EGCB	10	2 FBCCI (1) Advocate (1)	1	Yes	4 Budget & Audit, Recruitment & promotion, Procurement & Review, Corporate governance	3 MD, Director (Finance), Director (Technical)

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

Organization / Utility	No. of Directors	Governance Framework		Separate Chairman & CEO	Board Committees	Management
		Independent Directors	Executive Directors			
APSCL	11	3 University (1) ICMAB (1) FBCCI (1)	1	Yes	3 Audit, Procurement review, Recruitment & promotion	3 MD, Director (Finance), Director (Technical)

(as of August 2012, 各社から入手した資料を基に調査団作成)

### 12.2.3 CPGCBL コーポレートガバナンス体制に係る基本的枠組みの構築

先行する民営化調査およびCPGCBLの経営陣、BPDBの主要な経営陣からのフィードバックなどを踏まえ、CPGCBLの企業モデルについて以下に提案する。

#### (1) 取締役会の構成およびガバナンスの枠組み

CPGCBL社は、2011年9月に「パ」国会社法に基づいて設立された株式会社である。会社設立に関する基本情報は以下のとおりである。

- 会社設立日：2011年9月5日
- 設立準拠法：1994年会社法
- 授權資本：6,000百万タカ
- 払込資本：10,000タカ
- 定款：会社設立時に決定して登録済
- 発起人：BPDB represented by Chairman: 2株
  - Joint Secretary, Development, Power Division: 1株
  - Joint Secretary, Development, M & R Division: 1株
  - Joint Secretary, Budget-2, Finance Division: 1株
  - Joint Secretary, Administration, Ministry of Shipping: 1株
  - Managing Director, PGCB: 1株
  - Member, P & D, BPDB: 1株
  - Member, Company Affairs, BPDB: 1株
  - Deputy Secretary, Company Affairs, Power Division: 1株 計10株
- 株主総会：会社設立後18ヵ月以内に第1回通常総会を開催、以降年間に1回開催することが要求されている。
- 取締役の定員：9名～12名
- 取締役は、電力の専門家、消費者、ビジネス、財務の専門家の代表者で構成

## (2) 取締役会の構成

現状の取締役は、Chairman が BPDB の Chairman が兼務していることに加えて、その他の 8 名の取締役もすべて BPDB 又は政府職員である。Bangladesh コーポレートガバナンス規範 2004 では、取締役会の過半数を非常勤の独立した取締役が占めるよう推奨している。この規範および定款に従えば、近い将来、取締役の見直しを行う必要がある。

9 名の取締役のうち、社外取締役を 4 名配置すれば、Chairman を除く BPDB、政府職員、MD の利害関係者と同数となる。社外取締役の経営に対する独立性が確保されることを前提とすれば、利害関係者からの業務報告に基づき、社外取締役が業務に対して監査するというモニタリングが機能することとなり、バランスの取れた構成とすることが可能である。

## (3) 経営の執行機能と監督機能の分離原則

Bangladesh コーポレートガバナンス規範 2004 では、「取締役会の議長および CEO の地位は、その機能が必然的に分離するため、異なる個人が占めなければならない。」としている。業務執行機関と監督機能とを分離することで経営の独立性を高め、経営の意思決定、業務執行の迅速化を図ることが重要となる。

通常、取締役会は、非執行取締役と執行取締役から構成される。非執行取締役は、日常業務の執行を担当しない取締役で、執行取締役の職務の執行監督する役割であり、執行取締役は、取締役会のメンバーでありながら、企業の日常的な執行業務を担当し、会社の従業員に業務上の指揮・命令を下している取締役である。執行役員は、取締役ではないが、企業の日常的な業務執行を担当し、指導的立場で従業員に指揮命令を下す役割を持つ。

また、会社の所有と経営の執行は明確に分離すべきである。会社化の初期段階において、会社規模が比較的小規模な場合は、会社を所有する株主が自ら経営者であり、所有と経営は人格的に一致してしまう。しかし、会社がより発展するためには、経営者として、高度な知識、経験をもつことが要求され、所有者は経営のプロに経営執行を委ねることが必要となる。

なお、他社の事例も参照し、MD1 名が日常業務の執行を担当する取締役として取締役会のメンバーとなり、取締役会に対して日常業務の執行状況に関する情報を提供する。

## (4) 監査機能の強化

Chairman を中心とする監督機能と、MD を中心とする経営執行機能について、双方の役割を理解し、双方の分離を徹底すること、および、取締役会の監視機能を強化する手段として、以下に示す 3 つの委員会の設置を提案する。なお、各委員会ともに、メンバーは 3 名以上で構成し、半数以上を社外取締役もしくは、学識経験者によって構成され、経営の透明性を確保すべきである。

### 1) 監査委員会

社内の財務報告プロセスと、その財務情報の開示を監督し、財務諸表の正確性、妥当性、信頼性を保証する。

### 2) ガバナンス委員会

ガバナンス方針を作成し、取締役会に提案するとともに、取締役の適性基準を勧告し、取締役会メンバーになるのに適した個人を推薦する。

---

3) 報酬委員会

会社の幹部役員の報酬や採用、離職防止、従業員育成の社内戦略のレビューに関連する事項について、取締役会の責任を果たす。

(5) 経営責任を明確にするための経営管理体制の構築

株式会社化にあたっては、経営に関する権限委譲が拡大される必要があると共に、経営資産を[人]、[物]、[金]の3つの切り口に分けた場合、それぞれの活動において経営責任を明確化することが可能な組織管理体制（執行役員制度）を構築する必要がある。

1) 労務・人事部門の管理能力強化

人的資産は、他の資産と異なり使うことにより資産価値が増加していく性質があり、3つの経営資産の中で最も重要な項目である。労務・人事部長は、人的資産を開発し、それらを最大化するための責務を負う重要なポストである。最高人事責任者を中核者とし、人材マネジメント（業績評価手法・人材開発）導入による労務・人事部門の管理能力強化が望まれる。

2) 財務部門の管理能力強化

株式会社化に伴い、プロフィットセンターとして、原価、収益管理とともに、発電所自らが投資(改良、修繕工事を含む)の妥当性を判断するなど、資金についても管理する必要がある。こうした状況に対応するため、最高財務責任者を中核者として、財務部門の分析・管理能力を強化することが望まれる。

3) 横断的情報管理能力の強化

経営資産に関する情報は各部門が独自に管理するが、こうした経営資産に関する情報を横断的に管理する部門が必要となる。情報管理機能を強化するためには、社長直属の要員として、経営戦略担当、品質安全管理担当を新設し、経営資産に関する情報を包括的に収集・分析し、最高経営層に対して、必要な情報を正確且つ、迅速に提供出来る機能を持たせることが肝要である。

(6) 内部規定・規則

CPGCBL は新設の企業であり、内部規定・規則等は未だ導入されていない。CPGCBL は会社としての活動を開始する前に適切な規定・規則を整備、導入しなければならない。導入すべき規定・規則のうち主なものは以下の通りである。

表 12.2-3 CPGCBL が導入すべき規定・規則類

	規程・規則	目的	導入時期	起草担当
全般	労務規定	従業員の労務に関する条件、規則を定める。	従業員採用活動前	CPGCBL
	役員会の機能と構成	効率的経営を実現するための機能、条件及び構成を定義する。	可及的速やかに	CPGCBL

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

	規程・規則	目的	導入時期	起草担当
全般	会社基本ポリシー	会社経営の基本方針を設定する。	従業員採用活動前	CPGCBL
	組織規程及び分課分掌	職務の質及び効率経営実現のために会社内組織及び分課分掌を定義する。	従業員採用活動前	CPGCBL
	安全管理	効率的経営のために安全管理システムを構築する。	建設工事開始前	CPGCBL
	安全教育及び訓練	労働者の事故防止のため安全教育及び訓練システムを整備する。	建設工事開始前	CPGCBL
	労働健康衛生管理	労働者の健康維持及び衛生管理推進のため健康管理及び衛生管理制度を設定する。	建設工事開始前	CPGCBL
	基礎社会保険	労働者の権利擁護のため基礎的社会保険制度を整備する。	従業員採用活動前	CPGCBL
	情報管理システム	情報管理システムを構築し、職務の効率化及び情報漏えいの防止を図る。	プラント稼働前	CPGCBL
	環境状態管理	環境汚染を防止するため環境状態管理に関する規則を制定する。	プラント稼働前	CPGCBL
	基礎教育及び訓練	従業員の人的能力を向上するための教育訓練制度を整備する。	プラント稼働前	CPGCBL
	技能資格要件及び職能制度	従業員の人的能力向上のため、資格要件及び職能に関する制度を整備する。	プラント稼働前	CPGCBL
	運転・保守・維持管理	発電所の効率的な経営のために適切な運転、保守、維持管理制度を構築する。	プラント稼働前	CPGCBL
経理・財務	経理基本ポリシー	事業活動の結果生じる会計上の取引の経理処理に関する会社としての基本ポリシーを定める。	プラント稼働前	CPGCBL
	経理マニュアル	事業活動の結果生じる会計上の取引についての経理処理に関する規則・手続きを定める。	プラント稼働前	CPGCBL
	勘定科目体系	経理処理における正しく的確な記帳を実現するために勘定科目体系を整備、すべての勘定科目に科目名を付し、内容を定義する。	調達契約前	CPGCBL
	権限委譲	職務上の地位に任命された役職員に対し、一定の権限を賦与することを定義する。	調達契約前	CPGCBL

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

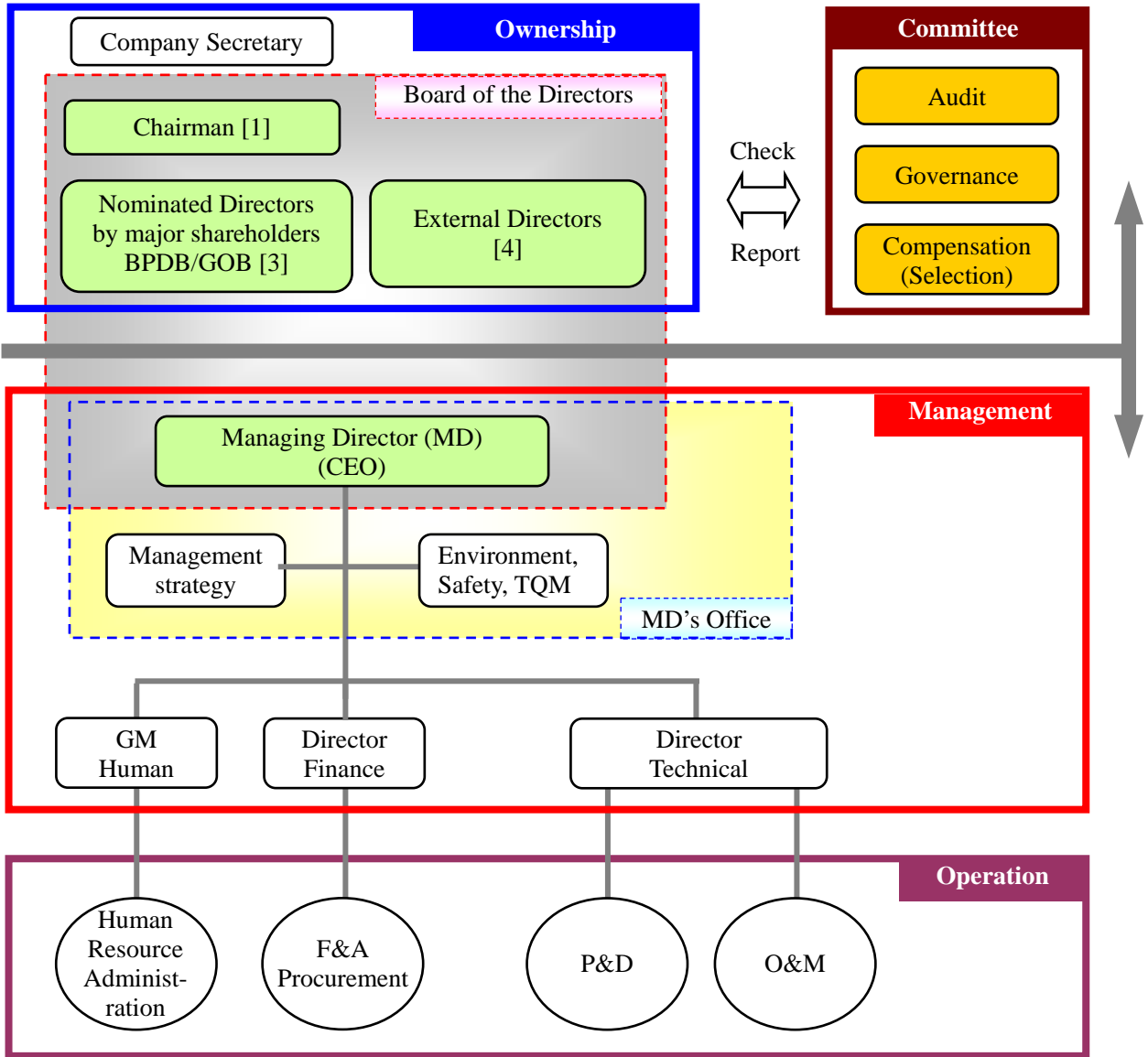
	規程・規則	目的	導入時期	起草担当
経理・財務	予算管理	予算の準備、編成、決定、実施、モニタリングに関する規則を制定し、予算が適切に使用されることを図る。	調達契約前	CPGCBL
	内部監査	会社の事業活動が会社の基本ポリシー、事業計画及び内部規定に照らして適切に実施されているかを確認し、評価する。	調達契約前	CPGCBL
	購買管理	会社の購買業務を適切に実施するための規定・規則を制定する。	プラント稼働前	CPGCBL
	貯蔵品管理	会社の在庫管理及び貯蔵品管理業務を適切に実施するための規定及び手続きを制定する。	プラント稼働前	CPGCBL
	固定資産管理	会社の固定資産管理業務を適切に実施するための規定及び手続きを制定する。	プラント稼働前	CPGCBL
	販売、請求及び売掛金管理	会社の販売、請求及び売掛金管理業務を適切に遂行するための規定及び手続きを制定する。	プラント稼働前	CPGCBL
	税務取扱い基準	税務取扱いにおいて不正の発生を予防するための手続きを制定する。	調達契約前	CPGCBL
	委託契約	事業活動の効率的な実施及び不正防止の観点から委託契約システムを構築する。	調達契約前	CPGCBL
	建設工事契約	事業活動の効率的な実施及び不正防止の観点から建設工事契約制度を制定する。	調達契約前	CPGCBL

(出典) JICA 調査団

上表にて検討した規定及び規則類は BPDB 及びその子会社等において実施の先例が確認されている。それら規定・規則類は全て CPGCBL が企業として単独の意思決定により、導入、実施が可能である。CPGCBL としてはこれら規定類の準備、採択、実施に必要なスタッフの確保に努め、表に述べた実施時期までに周到な準備を行い、実践することが求められる。

(7) コーポレートガバナンス体制の提案

上記を踏まえて、CPGCBL 社のコーポレートガバナンス体制を以下のように提案する。



(Source: JICA Study Team)

図 12.2-2 コーポレートガバナンス体制の提案

なお、Director Technical は業務量を勘案して、管理する発電所の数が多くなってくれば、Director P&D と Director O&M に分離し、2人体制とする。



## 12.3 人材管理

### 12.3.1 人材管理政策

#### (1) CPGCBL の目指す人材管理の方向性

CPGCBL の目指す人材管理の方向性は、自立的経営を確保するために、人的資産の成長性にもしっかりと目を配り、高い経営力と技術力を保有する組織として、地元根ざした経営を行う必要があると考える。

従って、CPGCBL の人材管理については、個人の役割とその責任を明確にし、透明かつ公平なプロセスで、仕事の実績を評価し、その評価に基づいて、きちんと報酬を支払う、人材を資産と捉え、長期的視点に基づいて、投資を行い、資産を最大化し、組織を最大化するという考え方に基づくものとする。

#### (2) 本社と発電所の人材管理に係る業務分掌

人材管理は、以下に示す4つのシステムから構成される。どのような人材を確保し、それらを適材適所に配置し、能力や業績をどのような基準で評価し、その評価結果に基づいて、適正な報酬を支払い、そして、業務を遂行のために人材の能力をどのように開発していくのか、これら4システムがともに協働することで、経営ビジョンを実現することが可能となる。

このうち、本社機能としては、マクロ的な視点から、人事育成方針や雇用計画を定め、計画に基づき新規雇用、配置を行うこと、また発電所では、発電職員の配置、業績評価、報酬の決定、研修の実施を行う。全てのデータは、本社に電子データで保管され、管理される。

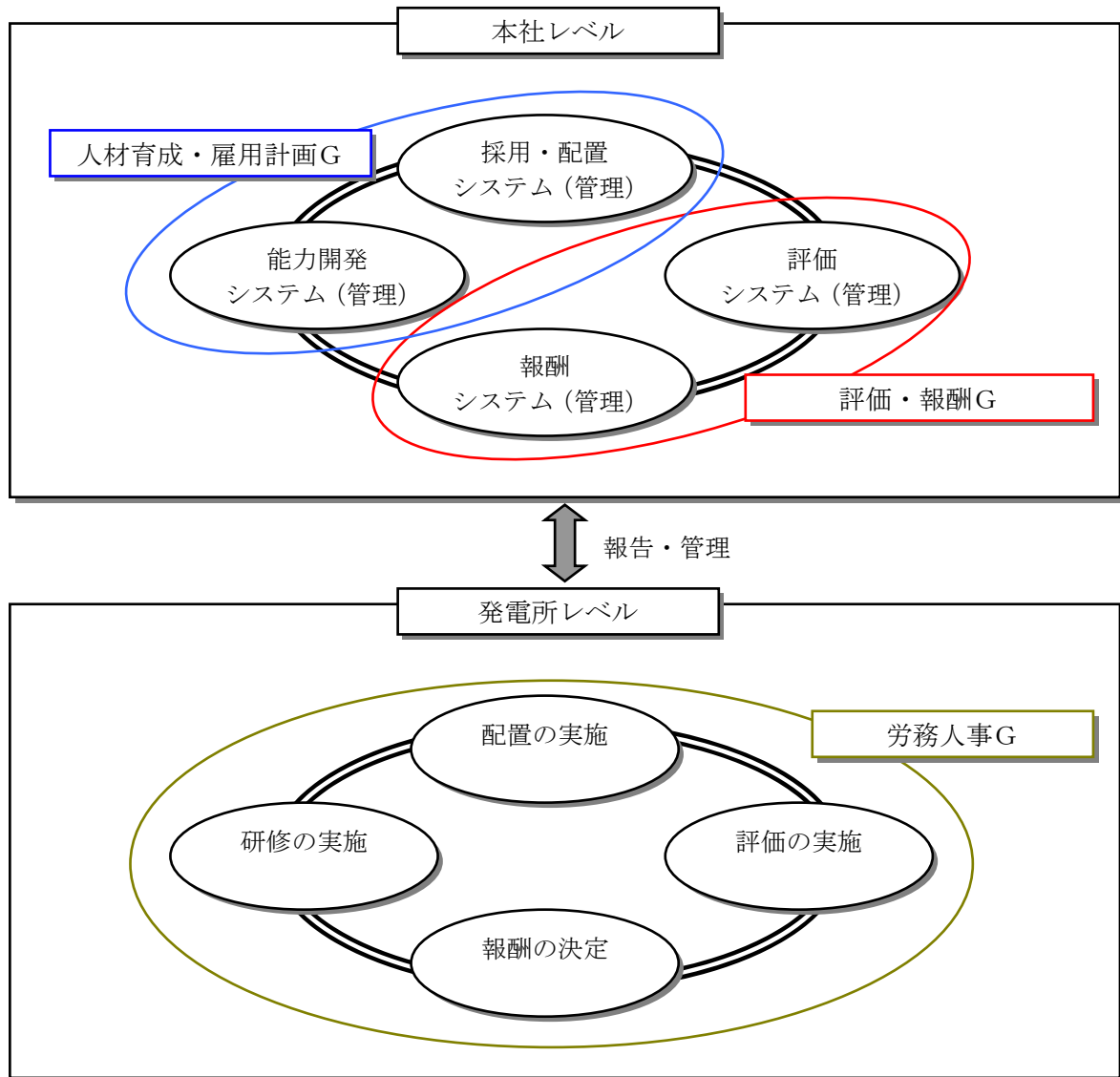


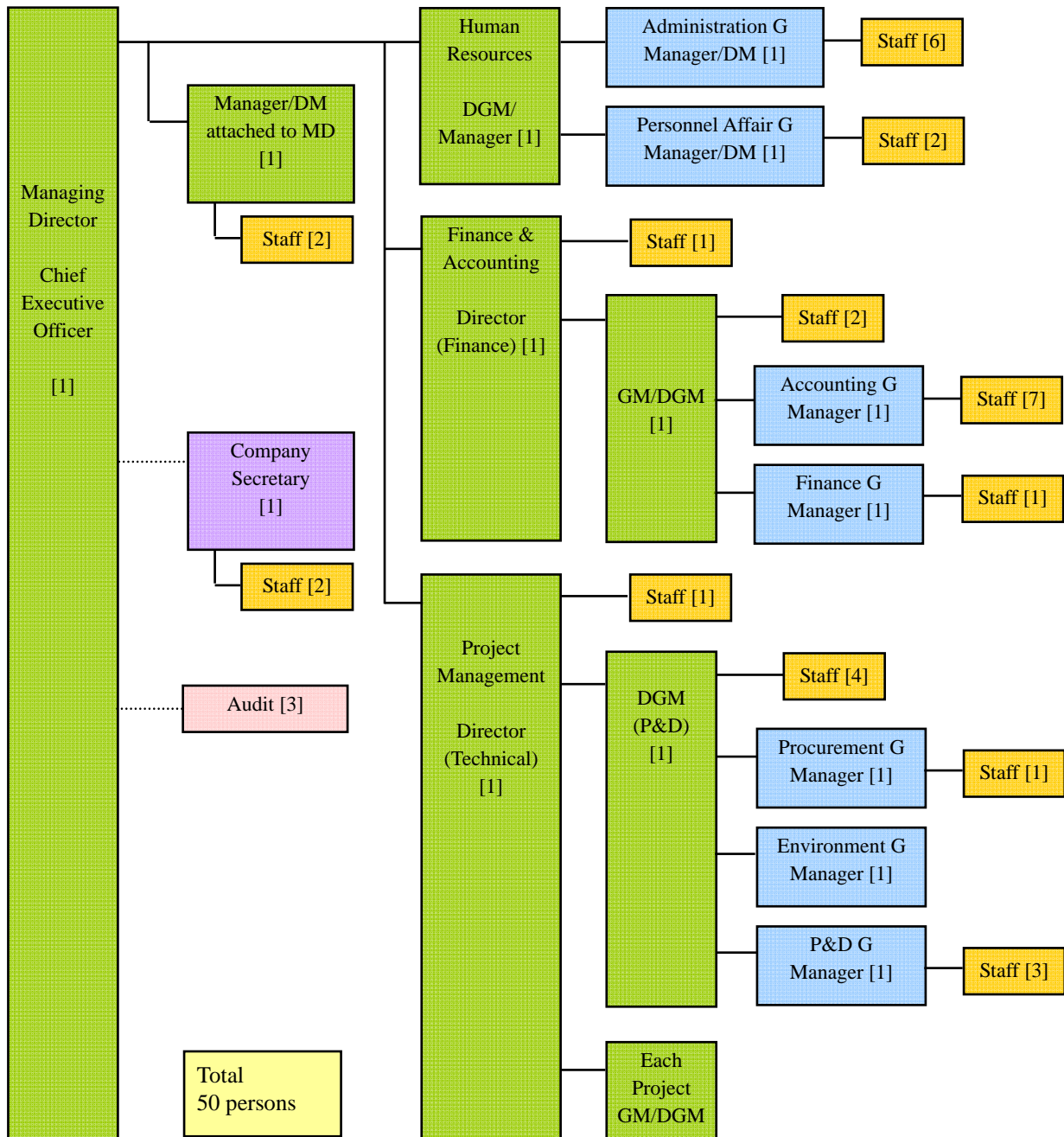
図 12.3-1 人材管理に係る業務分掌（本社と発電所の関係）

### 12.3.2 組織管理体制

先行する EGCB における事例を参考に、CPGCBL 社の本社組織の組織図を提案する。なお、CPGCBL 社はまだ設立されたばかりの会社であり、今後どのように拡大していくかという点も踏まえてステップ毎の必要要員数を提案する。

(1) EGCB の例

2012年8月現在のEGCB本社の組織図を以下に示す。要員数は50名で、各Projectを推進している要員は含んでいない。また、運転手や attendant も含んでいない。



(Source: EGCB, modified by JICA Study Team)

図 12.3-2 EGCB 本社の組織図 (2012年8月現在)



- (3) 各ステップにおける CPGCBL 社本社の必要要員と組織図  
 各ステップにおける業務実施項目を以下に示す。

表 12.3-2 各ステップにおける業務実施項目

	Step 1	Step 2	Step 3	Step 4
	コンサルタントの 選定	EPC コントラクタ ーの選定	建設工事 (土木工事)	建設工事(機器据え 付け、試運転)
MD's staff	社長スタッフとして横断的な立場で助言、年次報告作成、業務監査			
Administration	会社組織・発電所組織・対外折衝窓口 発電所建設用地管理と警備(委託契約化)			
Human Resources	要員の採用（本社要員 20 名程度＋発電所の 幹部候補）		要員の採用（本社要員 30 名程度＋発電所要 員 130 名程度）	
	採用要員の技能技術習得計画			
Financing & Accounting	資金調達、日常的な経理処理、建設及び運開後の中長期財務バランスシート			
Procurement	プラント発注以外の機器発注窓口		プラント発注以外の機器選択と発注仕様書 検討	
			運転委託業務の委託契約化検討、運転委託先 決定	
(Fuel)			提出された見積仕様書の評価 石炭輸入契約先決定、具体的入船スケジュール 決定	
			起動用補助燃料の調達先と搬入方法決定	
Planning & Design (P&D)	テンドードキュメン トの作成 提出された見積仕様 書の評価 コンサルタントの決 定	プラント仕様につい てコンサルタントと の協議	港湾工事、土地造成、 基礎工事等の工事監 理 機器仕様等の最終決 定 図面、技術資料、マ ニュアル類による技 術習得の検討	機器据付の工事監理 機器の据付、試運転 時のトラブルシュー ティングを通して技 術の習得
		テンドードキュメン トの作成 提出された見積仕様 書の評価 EPC コントラクター の選定、契約先決定		
	類似仕様プラントの実務調査（現地調査 を含む）		資料センター構築(技術資料、図面、シーケ ンス、マニュアル類の一括集中管理)	
Operation & Maintenance (O&M)				機器の据付、試運 転時における技術 の習得
	プラント納入メーカー類似プラント関係資料 により技術習得 シミュレータによる研修計画の作成 プラント納入メーカー提出の構造図面、強 度計算、使用材質、機器分解毎の取替え が必要なパーツ、消耗品類のリスト作成			

(Source: JICA Study Team)

なお、ステップ0における主な業務はEIAの作成、DPPの作成、L/Aの締結などである。また、Technical部門のStep5（運転開始後）における主な業務内容は以下のとおりである。

- 発電所維持管理に関する課題解決のサポート
- 発電所運転状況の管理
- 点検等による停止計画の調整
- 中長期点検手入れ計画の策定
- 性能低下、高温高圧部材の経年劣化更新等の計画検討(中長期予算の展開)

ステップ毎の業務量とEGCBの例を参考として、ステップ毎の要員数を以下のように提案する。

表 12.3-3 ステップ毎の要員リスト (案)

Domain	Step 0	Step 1	Step 2	Step 3	Step 4	Step 5
Managing Director	1	1	1	1	1	1
MD's staff	1	2	2	2	2	2
Director	2	2	2	2	2	2
Administration Department	7	13	15	16	19	19
Administration	1	3	4	4	4	4
Finance & Accounting	3	4	4	4	4	4
Human resource management	2	4	4	4	4	4
Fuel, Procurement	1	2	3	4	7	7
Technical Department	3	6	11	23	23	23
Planning & Design	3	6	11	11	11	11
Operation & Maintenance				12	12	12
Total	15	24	31	44	47	47
Audit	1	1	1	3	3	3

(Source: JICA Study Team)



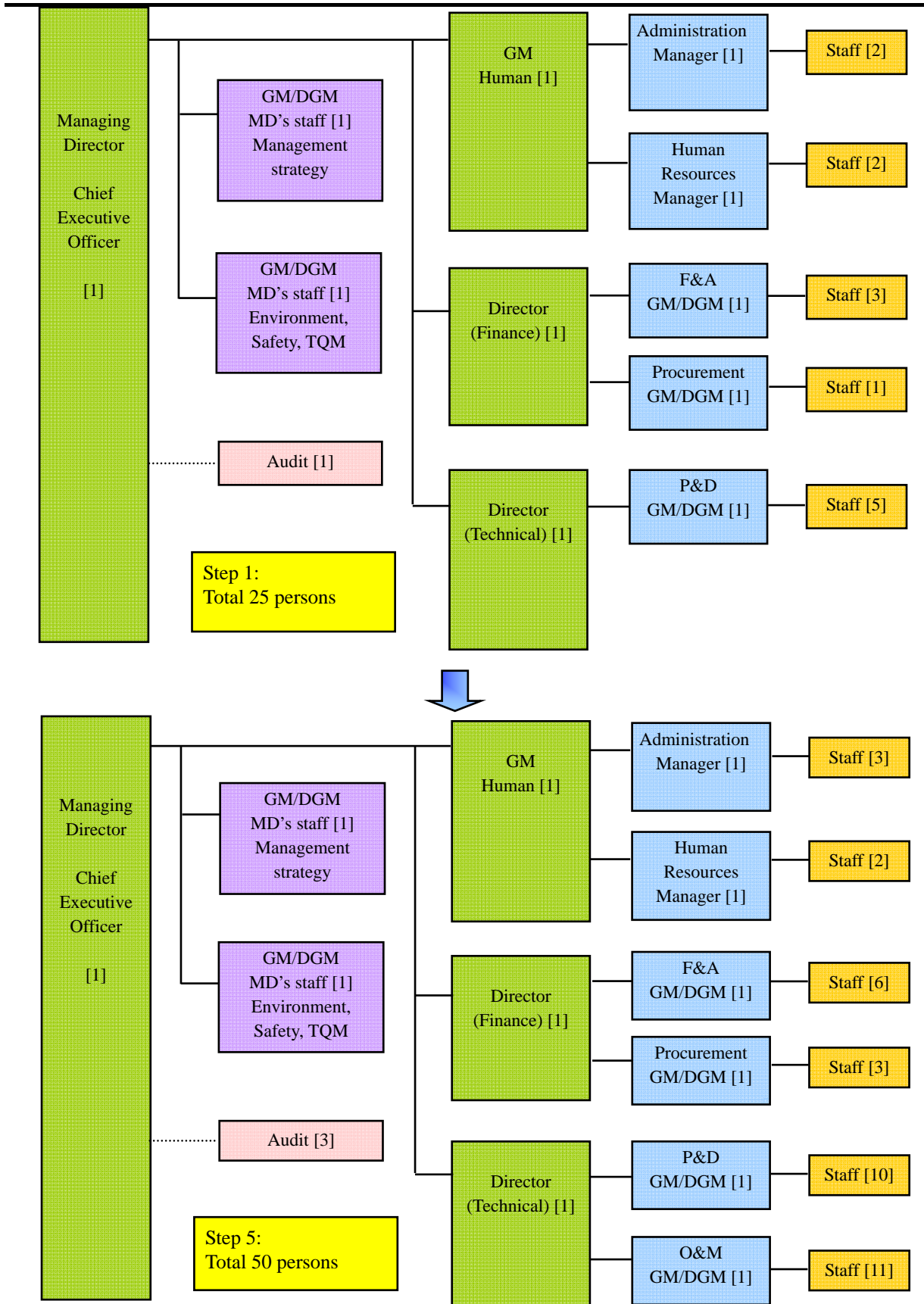


図 12.3-3 CPGCBL 本社の組織図 (Step 1 と Step 5)

### 12.3.3 採用

組織体制の構築によって人員計画を作成し、特定されたポジションを補充するため、様々な分野から要員を確保する必要がある。応募者の中から適切な人材を選択することは、組織を効果的に機能させる上で極めて重要な要素である。先行する他社における事例を参考に、CPGCBL 社の採用方法を提案する。

#### (1) 先行他社における採用プロセス、雇用条件の比較

募集方法、選考手続き、雇用条件、及び選考委員会の設置について、先行する他社の事例を表 12.3-4 にまとめる。



表 12.3-4 先行他社における採用プロセス、雇用条件の比較

会社名	募集形態	選考手続き	雇用条件	選考委員会構成
BPDB	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規採用、欠員補充の採用の場合は主要全国紙への採用広告を掲載する。</li> <li>ポジションは各クラスともに、直接採用及び内部昇進で人材確保する。</li> </ul>	<p>筆記、実技試験および面接試験を実施後、選考委員会により採用が最終決定する。応募者の選考基準は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>筆記試験、実技試験、面接試験、健康検査に基づき、選考委員会が総合的に評価する。</li> <li>応募者（クラス IV のポストを除く）は指定された医療機関が実施する健康診断テストに合格しなければならない。任命前に、応募者は犯罪歴のないことを保証する報告書を警察から入手する必要がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>直接雇用された場合、通常最初の1年間は仮採用として任用され、その後正式採用される。この場合、特に雇用期間は定められていない。</li> <li>新規採用の対象者は、原則として18歳から30歳までとする。但し、特殊技術資格者や経験者は、取締役会が上限年齢を緩和することができる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>クラス I は取締役会により構成。</li> <li>クラス II は取締役会と取締役会から推薦された2名により構成。</li> <li>クラス III/IV は CE、SE で構成される委員会。</li> </ul>
APSCCL	<ul style="list-style-type: none"> <li>ポジションは各クラスともに、直接採用及び内部昇進で人材確保する。</li> <li>すべての直接採用は少なくとも2社の主要新聞に採用広告を掲載する。</li> <li>内部昇進は採用のための選考委員の推薦により、MD が決定する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>必要な筆記試験と口頭試験を受ける。</li> <li>すべての応募者は条件毎に選考委員会に評価される。応募者は筆記試験を実施し、50%以上の得点を取ったものが口頭試験に進める。選考委員会の委員による総合的な得点（筆記試験:80%と口頭試験:20%）と筆記試験および口頭面接試験の得点より候補者のポジションが決定される。</li> <li>口頭試験の後、社内の医療機関での健康診断、体力テストが実施される。</li> <li>SE と DM が GM になるためには、以下の3条件を満たさなくてはならない。                         <ul style="list-style-type: none"> <li>現在のポストに3年以上在籍</li> <li>ペナルティが無いこと</li> <li>内部評価レポートが3年間80%以上の得点</li> </ul> </li> <li>従業員の評価は100点満点で評価される。SE と DM は筆記試験50点、口頭試験20点、資格20点、トレーニング5点、経験5点である。DGM と GM は筆記試験40点、口頭試験20点、資格20点、トレーニング10点、経験10点である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>直接雇用された場合、通常最初の1年間は仮採用として任用され、その後正式採用される。</li> <li>採用者は犯罪歴のないことを保証する報告書を警察から入手する必要がある。</li> <li>正式採用の場合、最大で5年の雇用契約が結ばれる（仮採用期間を含む）。</li> <li>対象年齢は、18歳以上である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>MD、ED、GM はチェアマンと取締役会により構成。</li> <li>DGM、マネージャー、DM、JM は技術系と事務系の取締役により構成。</li> <li>JE 以下は GM と DGM により構成。</li> </ul> <p>*なお、透明性の確保のため、すべての選考委員会には APSCCL 以外の外部委員が含まれる。</p>
EGCB	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規採用、欠員補充の採用にあたっては、主要全国紙2紙以上に採用広告を掲載した後、選考を開始する。</li> <li>ポジションは直接採用、昇進、または現 BPDB からの出向によって人材確保する。</li> </ul>	<p>書類選考から開始され、選考基準を満たす応募者の選別から開始される。その後候補者は筆記試験を受け、引き続き面接、身体検査を受ける。候補者の選択基準は以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>資格を有する候補者が選考委員会により決定される。</li> <li>筆記試験と面接の得点を加算して、能力順の合格者リストが作成される。</li> <li>ポストは筆記試験、または筆記試験と面接で決定される。</li> <li>合格者は犯罪歴のないことを保証する報告書を警察から入手する必要がある。</li> <li>合格者は指定医療機関が実施する健康診断および体力テストに合格しなければならない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>正式採用の場合、通常3年から5年の雇用契約が結ばれる（仮採用期間1年を含む）。</li> <li>仮採用期間において期待される成果を収めたものが採用される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>MD と技術系と事務系の各取締役はチェアマンと取締役により構成。</li> <li>GM 以上のポストは常務取締役により構成。</li> </ul>
DESCO	<ul style="list-style-type: none"> <li>すべての直接採用は少なくとも2社の主要新聞に採用広告を掲載する。しかし、緊急の場合は取締役会が協議し決定する。必要な資格を有する DESCO の従業員は直属の上司を通じ募集されたポジションに申し込むことが出来る。</li> <li>ポジションは各クラスともに、直接採用及び内部昇進で人材確保する。</li> </ul>	<p>MD により承認されショートリスとされた候補者は面接と適性検査を受ける。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>DESCO では、選考のために以下の試験を課している。                         <ol style="list-style-type: none"> <li>筆記試験</li> <li>面接</li> <li>実技試験</li> </ol> </li> <li>ポジションの候補者は、選考委員による面接、および筆記試験と口頭試験により総合得点を評価され、選考委員会の推薦を受ける。同得点の候補者がいた場合は、年長者が優先される。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>候補者は18歳以上でなくてはならない。</li> <li>新規採用により選ばれた候補者は1年間仮採用期間となり、本採用は仮採用期間における成果による。</li> <li>仮採用期間において期待される成果を収めたものは正式採用として、最大で5年の雇用契約が結ばれる（仮採用期間を含む）。</li> <li>契約の更新は業務の評価と成果ポイントによる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>MD と技術系と事務系の各取締役はチェアマンと取締役により構成。</li> </ul>

会社名	募集形態	選考手続き	雇用条件	選考委員会構成
PGCB	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規採用、欠員補充の採用にあたっては、主要全国紙2紙以上に採用広告を掲載した後、選考を開始する。</li> <li>ポジションは各クラスともに、直接採用及び内部昇進で人材確保する。</li> </ul>	一定の条件を満たした応募者の書類選考から開始され、筆記試験、口頭試験、実技試験とその他必要な試験受け、選考委員会により決定される。選考条件は以下の通りである。 <ul style="list-style-type: none"> <li>筆記試験、口頭試験、実技試験の得点と選考委員会の委員による総合的な得点の総計。</li> <li>筆記試験、面接と実技試験の得点を加算して、能力順の合格者リストを作成。</li> <li>合格者は犯罪歴のないことを保証する報告書を警察から入手が必要。</li> <li>合格者は指定医療機関が実施する健康診断および体力テストの合格が必要。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規採用により選ばれた候補者は1年間仮採用期間となる。</li> <li>候補者は18歳から30歳（自由戦死の子供は32歳まで）までである。但し、特殊技術資格者や経験者は、取締役会が上限年齢を緩和することができる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>マネージャー以上は取締役会により構成</li> <li>マネージャー未満のポストはMDと取締役により構成。</li> </ul>
NWPGCL	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規採用、欠員補充の採用にあたっては、主要全国紙2紙以上に採用広告を掲載した後、選考を開始する。</li> <li>ポジションは各クラスともに、直接採用及び内部昇進で人材確保する。</li> </ul>	書類選考から開始され、候補者のリストが作成される。条件を満たした候補者は筆記試験と面接を受ける。選考条件は以下の通りである。 <ul style="list-style-type: none"> <li>筆記試験により基準得点を得た候補者は、面接を行う。</li> <li>得点の透明性と公平性を目的に配分は、筆記試験67%、面接33%と設定されている。能力順の合格者リストが作成される。</li> <li>合格者リストは事前の書類審査、筆記試験と面接をもとに作成される。</li> <li>候補者は合格者リストの上位から任命の選考が始まる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>新規採用により選ばれた候補者は1年間仮採用期間となり、本採用は仮採用期間における成果による。</li> <li>仮採用期間において期待される成果を収めたものは正式採用として、通常3年から5年の雇用契約が結ばれる（仮採用期間を含む）</li> </ul>	2010年に「exercised Employees Service Rules- 2010 of NWPGCL」が制定された。 <p><b>A.</b> 新規採用、欠員補充の採用は以下の通りである。</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>MDとEDは取締役会により構成</li> <li>GM、DGM、DM、AMは常務取締役により構成。</li> <li>他のポストはGMとDGMにより構成。</li> </ol> <p><b>B.</b> MDが委員会メンバーを指名する。</p>

(出典: 各社からの聞き取り)

(2) 先行他社事例からの習得事項

先行他社事例に見習うべき点、改善すべき点を以下に示す。

1) 募集形態

先行他社では、新聞広告による人材公募を行っているが、PGCB はインターネットを活用した人材募集も行っている。PGCB はインターネット上にホームページを立ち上げ、停電情報や人材公募など積極的な情報公開を行うことで、地域社会とのオープンなコミュニケーションの確保に成功している。

2) 雇用形態

ポストに空席が生じた場合、全ての会社において、外部からの直接雇用、内部からの昇進による補充のいずれかの形態を取っている。また、APSCCL や EGCB では、BPDB からの出向で補充をする場合もある。しかしながら、出向ベースで BPDB から人員を受け入れた会社では、直接雇用した人材と BPDB からの出向者との間に二重の雇用形態（給与制度、業績評価、昇進など）が存在する。「バ」国のように労働組合活動が盛んな文化の下では、こうした雇用形態のダブルスタンダードによって、新会社への人員の全面的移行が円滑に進まず、雇用形態の相違から生ずる給与・昇級格差などから、組織力、士気の低下が懸念されている。

3) 雇用期間

先行他社では、最初の1年間を試用期間と定め、1年後基準を満たすと判断された社員に限り、正規社員として正式な雇用契約を結んでいる。EGCB, PGCB, DESCOなどは、雇用契約上、雇用期間を3～5年と定め、業績の低い社員については、次回契約を結ばない場合もある。雇用期間を一定期間定める制度は、当地において、終身雇用制度よりも、より業績と給与体系を連動させ、社員に働くインセンティブを付与できるという点で優れている。

4) 選考方式

ほとんどの会社では、筆記試験、口頭試験、実技試験、健康診断による選考を行っており、身元素行調査まで実施している会社も存在する。EGCB の場合、採用応募者は、第一次選考として、分析能力、技術能力、一般教養を問う筆記試験が課される。特に技術能力は全体の50%の配分を占める。回答率60%以上を合格ラインと定め、合格者は第2次選考として面接に進むこととなる。面接では、プレゼンテーション能力、コミュニケーション能力、技術知識、一般教養、集団への適応性などを評価し、60%以上が合格ラインと定められている。

全ての先行他社において、筆記、口頭、実技、健康、素行など多面的視点からの評価により人材の選定を行っているが、特に、EGCB の場合は、各試験の重み付け（配点）や合格基準を明確に示し、定量的評価に基づきより公平な選考を行っている点において、他の事例より優れていると評価される。

5) 配置制度（ジョブローテーション）

先行他社においては、OJT による人材育成を行ってはいないものの、配置によって様々な経験を積ませ、人材を育てるという視点に重点をおいている会社は極めて少ない。このことは、長期的人材計画や職員各個人のキャリアビジョンが定められていないことに起因する。

(3) CPGCBL への採用プロセス、雇用条件に係る提言

先行する他社における事例を参考に CPGCBL の新発電所における採用システムについて以下の提言を行う。

1) 応募資格

CPGCBL の新しい発電所は、新たに発電所を建設するものであるため、全ての発電所要員は原則、新規採用とする。そのため、他の既存 BPDB 発電所や IPP 発電所勤務者を含め、全ての応募者に平等な採用のチャンスを提供する。応募者が公平かつ、透明性の高い選考プロセスを経て、新規採用されるべきである。

2) 募集形態

CPGCBL においても、先行他社事例の優れた点を踏襲し、早期にホームページを立ち上げ、人材公募や発電情報などの情報を発信することで、地域社会とのコミュニケーション確保に努めることを推奨する。各ステップにおける本社の要員数は表 12.3-3 に示すとおりであり、そのスケジュールに従い、新規採用の募集を行うべきである。発電所内の必要な職員は図 13.1-2 に示す。発電所内の新規職員の募集は工事着工時に開始すべきである。さらに、商用運転開始後に、欠員があれば、必要に応じ追加の募集を行うべきである。

3) 選抜方法

優秀な人材確保の観点から、新聞やインターネットを通じて求人を行うものとする。筆記試験と面接による 2 段階選抜を行い、技術能力のみならず、分析能力、一般教養を加え、総合能力を試す構成とすべきである。また面接についても、複数による多面評価を行い、選考基準（配点）を明確化し、透明性の高い選考プロセスを示す必要がある。EGCB のケースを参考にした評価試験構成を次表に示す。

表 12.3-5 選考試験内容 (EGCB 事例を参考)

1 次選考試験：筆記試験		
区分	点数	時間
分析能力	15	15 分
技術能力	25	30 分
一般教養	10	15 分
小計(A)	50	60 分
2 次選考試験：面接試験		
プレゼンテーション能力	12	
人間関係、コミュニケーション能力	8	
技術知識	10	
一般教養	10	
態度・印象	5	
適応性	5	
小計(B)	50	
合計(A+B)	100	

(出典: EGCB からの聞き取り)

先行他社の好事例を参考に CPGCBL の選考委員会は詳細な選考試験内容と配点を決めるべきであるが、特に良い事例として、調査団からは EGCB の事例を推薦する。

#### 4) 雇用形態

採用任期については、APSCCL と同様に 1 年間は試用期間とし、その後正社員として 5 年間の雇用契約を締結し、業績によっては契約更新を行うという仕組みを導入すべきである。なぜなら、会社が雇用を保障する前提条件としては、会社自体が継続的に存続する必要がある、自立的経営確保の観点から従業員の効率的運用は避けて通れない道でもある。従って、従業員のマインドセットの観点からも、複数年契約を原則とし、基準を満たす人材についてのみ、契約更新を行っていくというスタンスを取るべきである。

#### (4) 先行他社における報酬・奨励制度（基本給）の比較

次に、CPGCBL 社の給与水準に関する提案の参考のために、先行する他社における事例を表 12.3-6 にまとめる。



表 12.3-6 先行他社における報酬・奨励制度（基本給）の比較

会社名	基準給与水準	報酬・奨励制度																												
BPDB	<table border="1"> <thead> <tr> <th>レベル/職位</th> <th>給与幅</th> <th>基準給与 (Tk.)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Chief Engineer</td> <td>16800-20700</td> <td>16800</td> </tr> <tr> <td>Senior Engineer</td> <td>15000-19800</td> <td>15000</td> </tr> <tr> <td>Executive Engineer</td> <td>13750-19250</td> <td>13750</td> </tr> <tr> <td>Sub Divisional Engineer</td> <td>11000-17650</td> <td>11000</td> </tr> <tr> <td>Assistant Engineer</td> <td>9000-15480</td> <td>9000</td> </tr> </tbody> </table>	レベル/職位	給与幅	基準給与 (Tk.)	Chief Engineer	16800-20700	16800	Senior Engineer	15000-19800	15000	Executive Engineer	13750-19250	13750	Sub Divisional Engineer	11000-17650	11000	Assistant Engineer	9000-15480	9000	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 奨励金/ボーナス: 各部門の業績に基づいて年次報奨金を受け取る資格がある。さらに、重要な祭典を祝うためのフェスティバルボーナスが年に 2 回給付される (1 月分の基本給と同額)。</li> <li>■ 補償手当: ポストに付随する補償手当を受け取る。補償手当は退職準備休暇を含む休業期間中にも認められる。</li> <li>■ 4 か月以内の出向中であれば家賃手当を受給することができる。また家賃手当は、退職準備休暇中にも受給することができる。</li> <li>■ 特別報酬金: 緊急を要する業務や困難を伴う業務を行った従業員に対しては、特別報酬金を提供することができる。</li> <li>■ 超過勤務手当: 時間外労働に対する超過手当は、通常の労働時間を超える業務を要求された場合に、政府が従業員向けに規定する率により給付される。合計超過時間は、週 8 時間を越えてはならない。</li> <li>■ シフト職務手当: 定期的なローテーション・シフトでの労働を要求された場合、従業員には政府が規定する率のシフト職務手当が給付される。</li> <li>■ 年次昇給: 給与時間スケールにおける年次昇給が行われる。</li> <li>■ 医療手当: 従業員またはその家族が支払う可能性のある医療費について、1 月あたり Tk 500 を受領する。</li> <li>■ 退職金: BPDB では以下の退職金が給付される。                         <ul style="list-style-type: none"> <li>- 退職貯蓄制度と退職恩賞金: 従業員は基本給の 10% に設定される退職貯蓄制度 (CPF) を拠出することができる。退職恩賞金は雇用期間の各年度あたり基本給の 2 か月分が給付される。</li> <li>- 退職年金: BPDB の従業員は、最新の退職年金規則に従って、CPF および退職恩賞金の代わりに退職年金を選択することができる。勤続 25 年間の終了時に、退職年金の満額受給資格が得られる。</li> </ul> </li> </ul>										
レベル/職位	給与幅	基準給与 (Tk.)																												
Chief Engineer	16800-20700	16800																												
Senior Engineer	15000-19800	15000																												
Executive Engineer	13750-19250	13750																												
Sub Divisional Engineer	11000-17650	11000																												
Assistant Engineer	9000-15480	9000																												
APSCL	<table border="1"> <thead> <tr> <th>レベル/職位</th> <th>基準給与 (Tk.)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Managing Director</td> <td>82,500</td> </tr> <tr> <td>Director</td> <td>67,500</td> </tr> <tr> <td>General Manager</td> <td>52,500</td> </tr> <tr> <td>Deputy General Manager</td> <td>45,000</td> </tr> <tr> <td>Manager</td> <td>39,000</td> </tr> <tr> <td>Deputy Manager</td> <td>33,000</td> </tr> <tr> <td>Assistant Manager</td> <td>27,000</td> </tr> <tr> <td>Junior Manager</td> <td>23,100</td> </tr> <tr> <td>Staff Level I</td> <td>22,600</td> </tr> <tr> <td>Staff Level II</td> <td>16,000</td> </tr> <tr> <td>Staff Level III</td> <td>14,850</td> </tr> <tr> <td>Staff Level IV</td> <td>11,550</td> </tr> <tr> <td>Staff Level V</td> <td>8,500</td> </tr> </tbody> </table>	レベル/職位	基準給与 (Tk.)	Managing Director	82,500	Director	67,500	General Manager	52,500	Deputy General Manager	45,000	Manager	39,000	Deputy Manager	33,000	Assistant Manager	27,000	Junior Manager	23,100	Staff Level I	22,600	Staff Level II	16,000	Staff Level III	14,850	Staff Level IV	11,550	Staff Level V	8,500	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 住宅手当: 基本給の 25%。単身者は基本給の 15% と 10% の家賃控除。</li> <li>■ 時間外手当: GOB の規定により支給。通常 8 時間/週間を超えない範囲で支給。</li> <li>■ 出張費用: 各職位に応じて、出張手当、燃料費、日当を支給。</li> <li>■ 医療手当: マネージャー以下は Tk. 1500/月、DGM 以上は 1 年間に 2 ヶ月分の基本給与を超えない範囲で支給。</li> <li>■ 教育費: 最低 Tk. 300/月、最高 Tk. 500/月で支給。</li> <li>■ 電気料金補助: 月の支払額の 25% を支給。</li> <li>■ シフト職務手当: 基本給の 15% を支給。</li> <li>■ 退職貯蓄制度: 従業員は基本給の 10% に設定される退職貯蓄制度 (CPF) を拠出することができる。勤続 3 年未満は個人拠出額のみ、勤続 3 年以降は個人と会社の両方の拠出額となる。</li> <li>■ 退職恩賞金: 基本給の 2 か月分を給付。2010 年 2 月 27 日以前に入社したものは、勤続 3 年までは 0%、勤続 3 年以降に 100% 支給。2010 年 2 月 27 日以降に入社したものは、勤続 3 年までは 0%、勤続 3 年から 5 年までは 60%、勤続 5 年以降に 100% 支給。</li> </ul>
レベル/職位	基準給与 (Tk.)																													
Managing Director	82,500																													
Director	67,500																													
General Manager	52,500																													
Deputy General Manager	45,000																													
Manager	39,000																													
Deputy Manager	33,000																													
Assistant Manager	27,000																													
Junior Manager	23,100																													
Staff Level I	22,600																													
Staff Level II	16,000																													
Staff Level III	14,850																													
Staff Level IV	11,550																													
Staff Level V	8,500																													

会社名	基準給与水準	報酬・奨励制度																																
EGCB	<table border="1"> <thead> <tr> <th>レベル/職位</th> <th>基準給与(Tk.)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Managing Director</td> <td>90,000</td> </tr> <tr> <td>Director</td> <td>75,000</td> </tr> <tr> <td>General Manager</td> <td>60,000</td> </tr> <tr> <td>Deputy General Manager</td> <td>53,000</td> </tr> <tr> <td>Manager</td> <td>42,000</td> </tr> <tr> <td>Deputy Manager</td> <td>34,000</td> </tr> <tr> <td>Assistant Manager, Gr-1</td> <td>29,000</td> </tr> <tr> <td>Assistant Manager, Gr-2</td> <td>26,000</td> </tr> <tr> <td>Junior Asstt. Manager, Gr-1</td> <td>21,100</td> </tr> <tr> <td>Junior Asstt. Manager, Gr-2</td> <td>20,500</td> </tr> </tbody> </table>	レベル/職位	基準給与(Tk.)	Managing Director	90,000	Director	75,000	General Manager	60,000	Deputy General Manager	53,000	Manager	42,000	Deputy Manager	34,000	Assistant Manager, Gr-1	29,000	Assistant Manager, Gr-2	26,000	Junior Asstt. Manager, Gr-1	21,100	Junior Asstt. Manager, Gr-2	20,500	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 住宅手当: 社員寮が利用できる場合、家賃手当は支給されない。</li> <li>▪ フェスティバルボーナス: フェスティバルボーナスを支給。</li> <li>▪ 電気料金補助: GM 以下は 150 から 300 ユニット/月 (VAT を含む) のメーター料金を支給。取締役以上は、400 ユニット/月 (VAT を含む) を上限にメーター料金を支給。</li> <li>▪ シフト手当: 在職者にシフト勤務が任命された場合に基本給の 10% を支給。休暇または欠勤期間中には支払われない。</li> <li>▪ 年次昇給: 最低昇給率は基本給の 4%。</li> <li>▪ 医療手当: 従業員は、医療手当の受給資格がある (職位により内容は異なる)。また従業員が営業時間に事故に遭い一時的または永続的な傷病を負う場合、治療費の一部 (1 年間に基本給の 1 ヶ月分) が会社側で負担される。</li> <li>▪ 団体保険: 全従業員は団体保険に加入。補償額は最終基本給の 50 か月分と同額で Tk. 1,900,000 を超えない範囲。</li> <li>▪ 退職恩賞金: 従業員は、年あたり基本給の 2 か月分に相当する退職恩賞金を受給する資格がある (最低 3 年の雇用期間終了後から受給可能)。</li> </ul>										
	レベル/職位	基準給与(Tk.)																																
	Managing Director	90,000																																
	Director	75,000																																
	General Manager	60,000																																
	Deputy General Manager	53,000																																
	Manager	42,000																																
	Deputy Manager	34,000																																
	Assistant Manager, Gr-1	29,000																																
	Assistant Manager, Gr-2	26,000																																
	Junior Asstt. Manager, Gr-1	21,100																																
	Junior Asstt. Manager, Gr-2	20,500																																
DESCO	<table border="1"> <thead> <tr> <th>レベル/職位</th> <th>基準給与(Tk.)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Managing Director</td> <td>100,000</td> </tr> <tr> <td>Director</td> <td>85,000</td> </tr> <tr> <td>General Manager</td> <td>70,000</td> </tr> <tr> <td>Deputy General Manager</td> <td>60,000</td> </tr> <tr> <td>Manager</td> <td>45,000</td> </tr> <tr> <td>Deputy Manager</td> <td>35,000</td> </tr> <tr> <td>Assistant Manager</td> <td>28,000</td> </tr> <tr> <td>Junior Manager I</td> <td>22,500</td> </tr> <tr> <td>Junior Manager II</td> <td>18,500</td> </tr> <tr> <td>Staff Level I</td> <td>15,000</td> </tr> <tr> <td>Staff Level II</td> <td>13,500</td> </tr> <tr> <td>Staff Level III</td> <td>12,000</td> </tr> <tr> <td>Staff Level IV</td> <td>10,000</td> </tr> <tr> <td>Staff Level V</td> <td>8,500</td> </tr> <tr> <td>Staff Level IVI</td> <td>7,000</td> </tr> </tbody> </table>	レベル/職位	基準給与(Tk.)	Managing Director	100,000	Director	85,000	General Manager	70,000	Deputy General Manager	60,000	Manager	45,000	Deputy Manager	35,000	Assistant Manager	28,000	Junior Manager I	22,500	Junior Manager II	18,500	Staff Level I	15,000	Staff Level II	13,500	Staff Level III	12,000	Staff Level IV	10,000	Staff Level V	8,500	Staff Level IVI	7,000	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 奨励金/ボーナス: 2 回のフェスティバルボーナス (Eid-ul-Fitr and Eid-ul-Azha) を支給。</li> <li>▪ 住宅手当: レベル 1 から 2 (MD、取締役) は基本給の 50%、レベル 3 から 15 (GM 以下) は基本給の 60% を支給。</li> <li>▪ 通勤手当: MD から DGM までは車両を支給。マネージャーには必要により、社有車を支給。DM と AM 以下は車両購入価格の 10% を支給。</li> <li>▪ 医療手当: レベル 1 から 6 は医療費の全額を支給 (年間の支払い限度は基本給の 3 ヶ月)。レベル 7 から 9 は年間の支払い額として親類分も含め基本給の 2 ヶ月分を限度に支給。レベル 10 から 15 は Tk. 1,500/月を支給。</li> <li>▪ 年次昇給: 取締役会により昇給率は決定される。</li> <li>▪ 退職貯蓄制度: 従業員は基本給の 10% に設定される退職貯蓄制度 (CPF) を拠出することができる。会社も同額を拠出する。</li> <li>▪ 電気料金補助: 400 ユニット/月 (VAT を含む) を限度にメーター料金を支給。</li> <li>▪ 電話料金補助: MD と取締役は実費を全額支給。GM からマネージャーまでは Tk. 1,000 から Tk. 2,000 までを支給。GM から AM までは Tk. 800 から Tk. 1,800 までを支給。</li> <li>▪ 時間外手当: 運転手は Tk. 150/日、事務補助員は Tk. 100/日が月 20 日まで支給。</li> <li>▪ 団体保険: 全従業員は団体保険に加入。補償範囲は基本給の 12 ヶ月分。</li> <li>▪ 退職恩賞金: 従業員は、年あたり基本給の 2 か月分に相当する退職恩賞金を受給する資格がある (最低 3 年の雇用期間終了後から受給可能)。</li> <li>▪ 事故補償: もし従業員が営業時間に事故に遭い傷病を負った場合、MD の承認により、診察代、薬代、及びその他の治療費を支給。</li> </ul>
	レベル/職位	基準給与(Tk.)																																
	Managing Director	100,000																																
	Director	85,000																																
	General Manager	70,000																																
	Deputy General Manager	60,000																																
	Manager	45,000																																
	Deputy Manager	35,000																																
	Assistant Manager	28,000																																
	Junior Manager I	22,500																																
	Junior Manager II	18,500																																
	Staff Level I	15,000																																
	Staff Level II	13,500																																
	Staff Level III	12,000																																
	Staff Level IV	10,000																																
	Staff Level V	8,500																																
	Staff Level IVI	7,000																																



会社名	基準給与水準	報酬・奨励制度
PGCB	レベル/職位	基準給与(Tk.)
	Managing Director	100,000
	Director	80,000
	General Manager	65,000
	Deputy General Manager/ Company Secretary	56,000
	Manager	45,000
	Deputy General Manager	35,000
	Assistant Manager	29,000
	Assistant Manager	26,000
	Jr. Assistant Manager	21,000
	Jr. Assistant Manager	18,000
	Foreman, Office Assistant & equal level staff	15,500
	Foreman, Office Assistant & equal level staff	14,400
	Foreman, Office Assistant & equal level staff	13,600
	Foreman, Office Assistant & equal level staff	13,000
	Lineman & equal level staff	11,500
	Lineman & equal level staff	10,500
	Lineman & equal level staff	9,600
Lineman & equal level staff	9,000	
Technical Attendant	8,500	
Office Attendant & Sweeper	7,750	
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 奨励金/ボーナス: 業績に応じてボーナスを支給。また、年に2回フェスティバルボーナス（基本給の1ヶ月分）を支給。</li> <li>▪ 謝礼金: 所管官庁より、業績に応じて謝礼金が支払われる。</li> <li>▪ シフト手当: 在職者にシフト勤務が任命された場合に基本給の20%を支給（2009年実績）。</li> <li>▪ 住宅手当: 所管官庁より手当が払われない場合、会社が40%から60%の範囲で職位に応じて支給。</li> <li>▪ 時間外手当: GOBの規定により支給。通常8時間/週間を超えない範囲で支給。</li> <li>▪ 通勤手当: MDからDGMまでの職位には車両を支給。マネージャーには移動手段を支給。その他の職員に対しては通勤費の実費を支給。</li> <li>▪ 団体保険: 全従業員は団体保険に加入。補償範囲は基本給の50ヶ月分。</li> <li>▪ 退職恩賞金: 従業員は、年あたり基本給の2か月分に相当する退職恩賞金を受給する資格がある（最低3年の雇用期間終了後から受給可能）。</li> <li>▪ 年次昇給: 基本給の最低昇給率は基本給の4%、昇給率は業績に応じ追加される。</li> <li>▪ 休暇手当: 従業員は、休暇を現金化出来る。1年間で33日の現金化が可能。</li> <li>▪ 電気料金補助: 職位に応じて150から400ユニット/月（VATを含む）を限度にメーター料金を支給。</li> <li>▪ 電話料金補助: AM以上には固定電話と携帯電話を支給し実費を支給。</li> <li>▪ 医療手当: JMからAM間までには基本給の2ヶ月を限度に支給、MDからDMまでには基本給の3ヶ月を限度に支給、JAM以下はTk. 1500/月を支給。</li> <li>▪ 退職貯蓄制度: 従業員は基本給の10%に設定される退職貯蓄制度（CPF）を拠出することができる。会社も同額を拠出する（最低3年の雇用期間終了後から受給可能）。</li> </ul>

会社名	基準給与水準	報酬・奨励制度
NWPGL	レベル/職位	基準給与(Tk.)
	Managing Director	1,00,000
	Director	85,000
	General Manager	70,000
	Deputy General Manager	60,000
	Manager	48,000
	Deputy Manager	37,000
	Assistant Manager	30,000
	Junior Assistant Manager	22,500
	Staff Level-1	16,000
	Staff Level-2	14,400
	Staff Level-3	13,600
	Staff Level-4	12,800
	Staff Level-5	11,200
	Staff Level-6	10,400
	Staff Level-7	9,600
Staff Level-8	8,800	
Staff Level-9	8,000	
Staff Level-10	7,680	
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 住宅手当: 職位と地域に応じて基本給の40%から65%を支給。</li> <li>▪ 通勤手当: AMからマネージャーまでには通勤費の実費もしくは車両購入金額の10%を支給、DGMは通勤手段を支給、GM以上は通勤手段と燃料費等のすべてを支給。</li> <li>▪ 電気料金補助: 取締役以上は400ユニット/月（VATを含む）を限度にメーター料金を支給、マネージャーからGMには300ユニット/月（VATを含む）を限度にメーター料金を支給、JAMからDMまでには2500ユニット/月（VATを含む）を限度にメーター料金を支給。</li> <li>▪ 医療手当: JAM以上に対しては基本給の3ヶ月分を限度に実費を支給、その他にはTK1500/月を支給。</li> <li>▪ 退職貯蓄制度: 従業員は基本給の10%に設定される退職貯蓄制度（CPF）を拠出することができる。会社も同額を拠出する。</li> <li>▪ 退職恩賞金: 最低3年の雇用期間終了後から受給可能。</li> <li>▪ フェスティバルボーナス: 年に2回フェスティバルボーナス（基本給の1ヶ月分）を支給。</li> <li>▪ 団体保険: 補償範囲は基本給の50ヶ月分。</li> <li>▪ 発電所手当: 発電所勤務者は基本給の30%の発電所手当を支給。</li> <li>▪ シフト手当: 在職者にシフト勤務が任命された場合に基本給の10%を支給。</li> <li>▪ 電話料金補助: 取締役以上は実費を全額支給。AM以上はTK1000/月からTK1500/月の範囲で支給。</li> </ul>

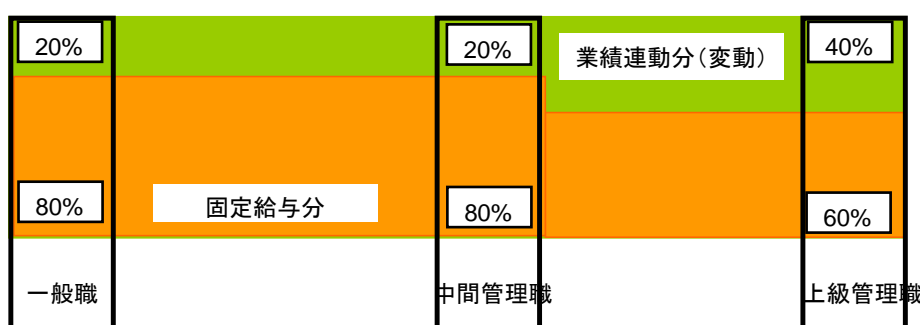
(出典: 各社からの聞き取り)

(5) CPGCBL への報酬・奨励金・手当制度に係る提言

CPGCBL の報酬・奨励金・手当制度について以下の提言を行う。

1) 業績に連動した給与体系の導入

責任と報酬は比例すべきであり、役職に応じて基本給部分と業績連動部分の比率は変化させるべきである。一般職および中間管理職は、基本給部分を 80%程度、業績変動部分を 20%程度とする。トップについては、その比率を 60%：40%とし、より働くインセンティブを高める仕組みを導入すべきであるとする。なお、固定給与部分としては、基本給、能力給、勤続加算給などを組み合わせて構成されるものとする。



(出典: 調査団作成)

図 12.3-4 基本給（固定分）と業績

2) 給与水準の妥当性検討

下表に先行各社の給与水準を示す。

表 12.3-7 「バ」国先行各社の基本給の比較

役職	BPDB	EGCB	APSCL	DESCO	PGCB	NWPGCL
CE/GM	16,800	60,000	52,500	70,000	65,000	70,000
SE/DGM	15,000	53,000	45,000	60,000	56,000	60,000
EE/Manager	13,750	42,000	39,000	45,000	45,000	48,000
SDE/Deputy Manager	11,000	34,000	33,000	35,000	35,000	37,000
AE/Assistant Manager	9,000	29,000	27,000	28,000	29,000	30,000

(出典: 調査団調査)

会社化を行った各社はBPDBの3倍以上の給与水準を得ていることが分かる。さらに、前節で記述したとおり、新 CPGCBL の発電所の要員数は BPDB の同規模発電所に比べ大幅に少なくなることを想定しており、高い要求水準と責任の重責に応えるべく十分なインセンティブを付与することとし、その給与水準は、他社例を考慮し、現行BPDBの3倍以上を想定する。但し、上記で述べたとおり、責任が重い役職につけばその分、業績連動部分が多くなるため、必ずしも高給を保障するものでもない。

政府関係会社では、表 12.3-7 に示される基本給以外に、民間企業においては一般的でない住宅手当、電気料金補助、医療手当、フェスティバルボーナス、退職恩賞金等の手当が支給されている。NWPGLC における基本給と各種手当との関係を以下に示す。

表 12.3-8 基本給と各種手当との関係

(単位: Taka/ヶ月)

	Managing Director	General Manager	Manager	Assistant Manager	備考
基本給	100,000	70,000	48,000	30,000	
住宅手当	50,000	38,500	26,400	18,000	
医療手当	25,000	17,500	12,000	7,500	最高額表示
特別ボーナス	16,700	11,700	8,000	5,000	年間 2 ヶ月分
通勤手当	10,000	7,000	4,800	3,000	MD と GM は社有車を支給
電気料金補助	2,000	1,500	1,500	1,200	5 Tk/kWh で計算
電話料金補助	3,000	1,500	1,500	1,500	MD は無料
合計	206,700	147,700	102,200	66,200	最高額を表示
年間給与	2,480,000	1,772,000	1,226,000	794,000	最高額を表示

(出典: 調査団調査)

結果として、基本給の 2 倍以上の所得を得ていることになる。管理能力を有する人材を確保するためには、魅力的な給与体系を作成する必要がある。本プロジェクトでは基本給とボーナスで構成される単純明快な給与体系を提案する。まず、基本給は IPP の給与水準に相当するように、上記の付随的な基本給に連動する手当を含ませた金額とすべきである。そして、ボーナスは業績に応じた金額とすべきである。

### 3) 退職給付制度

先行他社には退職年金制度 (Pension Plan)、退職貯蓄制度 (Contributory Provident Fund)、退職恩賞制度 (Gratuity Fund) の 3 種類の給付制度がある。CPGCBL においても同様の制度を提案する。各制度の仕組みは以下のとおりである。

#### a) 退職年金制度

退職給付制度は通常確定給付方式あるいは確定拠出方式のいずれかの方式にて構築される。確定拠出方式を採用する場合における財務諸表は給付のために積み立てられた純資産の金額と拠出に関する方針を表示することによって充足される。

「国際会計原則」及び「バ」国が採択した「バングラデシュ会計原則」では確定給付方式を採用する場合の財務諸表は以下のいずれかに従わなければならないと規定している。

- 計算書によって、給付のために積み立てた純資産の金額、退職給付金総額についての現在価格、並びに両者の差額で示される積み立ての過不足を表示する。
- 計算書によって、給付のために積み立てられた純資産の金額を表示し、それに加えて、約束されている給付金の年金数理による現在価値を表示するか、あるいは年金

数理計算報告書に記載されている説明文を挿入する。

約束された年金給付金額の年金数理による現在価値とは従業員の当期末までの雇用期間並びに当該従業員の現在もしくは退職時に予想される給与をベースとして計算する。退職給付基金に対する拠出は市場価格で計上する。企業の貸借対照表における退職給付債務が将来の年金支給額の現在価値を表示していない場合には、企業は会計原則を充足していない旨開示を行うべきである。退職給付の年金数理計算が基本的に欠かすことのできないステップである。

従って、経営者は退職年金が偶発債務であることを経営リスクとして認識し、適切な対応を進めることが肝要である。先行事例である APSCCL においては **Gratuity Fund** 並びに **Provident Fund** を運営しているが、確定給付年金は採用していない。ペンデカール社（IPP）も同様に 2 つの一時金給付制度のみを導入しており、確定給付年金制度の導入を見送っている。世界の先進国においても確定給付年金の停止、確定拠出年金への移行が時代の潮流となっている。会社の経営者としては管理することが困難なリスクについては可能な限り回避する道を求めることが懸命であると判断する。

b) 退職貯蓄制度

一時金支給制度である。従業員の加盟は通常は任意である。制度に加盟する従業員は一定限度の範囲内で給与天引きによる拠出を申告、雇用主が給与支給時に天引き、供出する。雇用主は従業員の拠出に合わせて一定の基準（BPDB では従業員の拠出と同額）により拠出、制度が定めた信託勘定に預託する。従業員は退職時に自己の拠出金プラス企業拠出金およびその運用果実を合わせて受領する。

c) 退職恩賞制度

一時金支給制度である。従業員は全員自動的に制度に加盟する。従業員による拠出はない。一定勤続年数を満たした従業員が退職する場合、在籍年数に応じ、最終給与の一定月数が支給される。

4) 福利厚生インセンティブへの移行

総報酬の構成要素は、次図に示すとおり、固定現金給与と業績に連動した給与・賞与分および福利厚生（ベネフィット）である。福利厚生のうち、前項で詳述した年金、退職金を除いた社宅、医療費補助、電気代補助等の業績に連動しないベネフィット部分については、「バ」国の文化的習慣を踏襲し、最低限維持することを提案するが、CPGCBL の雇用契約が終身雇用を保障するものではなく雇用期間を原則 3～5 年とすること、また固定給部分も一定の割合を業績に連動した体系へと変更すべきことを勘案すると、こうした業績に連動しないベネフィット部分をより薄くし、業績を反映するインセンティブ部分に振り替える仕組みを導入することも一つの選択肢であると考えられる。

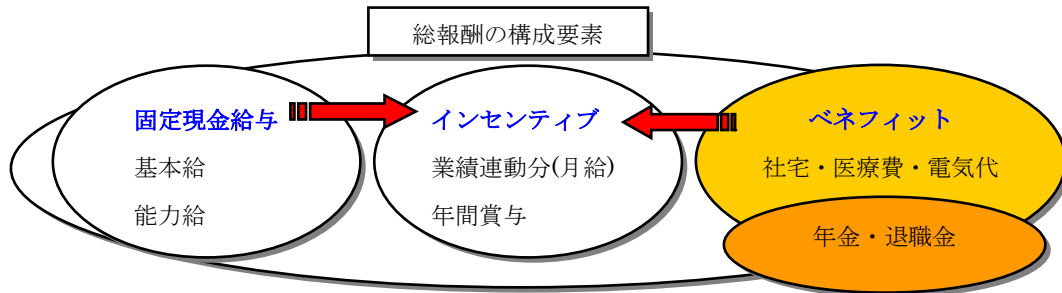


図 12.3-5 総報酬の構成要素

(出典: 調査団作成)

### 12.3.4 キャリア開発とトレーニング

例え組織体制や管理システムが整備されていても、優れた人材資産がなければ、会社発展は見込めない。社内での人材育成には経営方針、経営戦略に基づく必要な経験とスキルを提供することにある。また、スタッフ自身も問題解決のために知識やスキルの取得につとめる必要がある。以下にキャリア開発と人材育成について述べる。

#### (1) キャリア開発への取り組み

キャリア開発とは、教育プログラムを開発、体系化し、従業員に提供することで、業績、技能、組織知の向上を図ることである。教育プログラムは、昨今の世界規模での企業活動の活動展開や技術的革新の迅速性を鑑みると、個人および組織の両面からの取り組みに重点をあてる必要がある。さらに、キャリア開発は、企業の必要経費として見なすのではなく、人的資産を成長させるツールとして位置づけられるべきであり、多くの企業では競争市場に対応すべく人的資産の最大化をもたらすための最適ツールとして認識する必要がある。また、業務に関連する専門的能力向上に必要な従来型の教育方法に加え、従業員のライフサイクルに沿った長期的視点での継続的教育の実施が重要となる。

#### (2) 先行他社のトレーニングに関する現状分析

CPGCBL 社のトレーニングに関する提案の参考のために、先行する他社における事例を表 12.3-9 にまとめる。

表 12.3-9 先行他社のトレーニング比較

会社名	研修体系	備考
BPDB	確立	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 全従業員に対して 2 年間に 5 日以上 of トレーニングを受けることが定められている。</li> <li>■ 人材開発に関わる幹部職は、5 年に 1 度教育ニーズ分析を実施し、長期的トレーニングプログラムを策定し、毎年必要に応じて、同計画を見直している。しかし、業績評価または職責に基づいた教育ニーズを把握するシステムは存在しない。</li> <li>■ トレーニングは、社内、社外教育、OJT および OFF-JT によって構成されている。トレーニングセンターを 3 箇所運営している。</li> </ul>

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

会社名	研修体系	備考
		<ul style="list-style-type: none"> <li>独自の教育スケジュール及びモジュール（単位）を策定している。教育コースには、行動基準に関するコースと技術に関するものがある。新人向けの必修の導入コースも実施されている。</li> </ul>
APSCL	確立	<ul style="list-style-type: none"> <li>毎年、年間研修スケジュールが準備され、すべてのレベルの職員に対して、技術と生産性の向上のために集合研修が提供されている。</li> <li>APSCLにはHRDのマネージャーが管轄している完成された研修センターを有している。それはドイツの援助により1988年に設立された。</li> <li>職員は自前の研修センターで自前の研修を受けている。また、TICIやBPDBのような他の機関の研修も受けている。</li> <li>研修の必要性に応じて、熟練者による研修も実施されている。</li> <li>新規採用者に対しては、経験を有する職員による集中研修を研修センターで実施している。</li> </ul>
EGCB	未確立	<ul style="list-style-type: none"> <li>EGCBにはしっかりした研修方針がないが、年間の研修計画は存在する。技術的な研修教材や非技術的な研修教材を準備しつつあり、それに従って研修も準備されている。現在、EGCBの職員は他の機関の研修センターで研修を受けている。</li> </ul>
DESCO	未確立	<ul style="list-style-type: none"> <li>DESCOは自前の2つの研修センター（Uttara and Nikunja）を保有している。また、本店に所属した研修学校の設立を計画している。BPDBや海外の研修センターの活用も考慮している。</li> </ul>
PGCB	確立	<ul style="list-style-type: none"> <li>研修プログラムの目標は、経営目標とリンクしている。</li> <li>研修計画は全ての従業員を対象とした短期（1年）の計画を策定している。</li> <li>研修に係る責任体制が明確である。（GM、DGM、マネージャーが担当責任者）</li> <li>各分野において毎年少なくとも60時間の教育を受けなければならない規定がある。また各部門の管理職は、自分の管理下にあるすべての従業員がこの最低要件を満たすことを確認する義務がある。</li> <li>必要に応じて、BPDBや他の機関の教育施設を借りて研修を実施している。自前の技術研修施設を新設する予定である。</li> <li>研修成果をモニタリングし、必要に応じて、研修体系や研修内容の見直しを図っている。</li> <li>指導者の育成にも力を入れている。これまでに少なくとも30人の専門指導者を育成し、研修体系の維持を図っている。</li> <li>毎年、研修計画の策定前には、従業員から必要な研修プログラムの評価を行っている。</li> <li>地方での研修も研修方針に基づき実施している。</li> </ul>
NWPGCL	未確立	<ul style="list-style-type: none"> <li>NWPGCLでは、BPDB、BIM、NAPD等のトレーニングセンターで実施される研修に従業員を派遣している。「Power Sector Capacity Development Project (PSCDP)」の研修プログラムにも派遣している。</li> </ul>

(出典: 各社からの聞き取り)

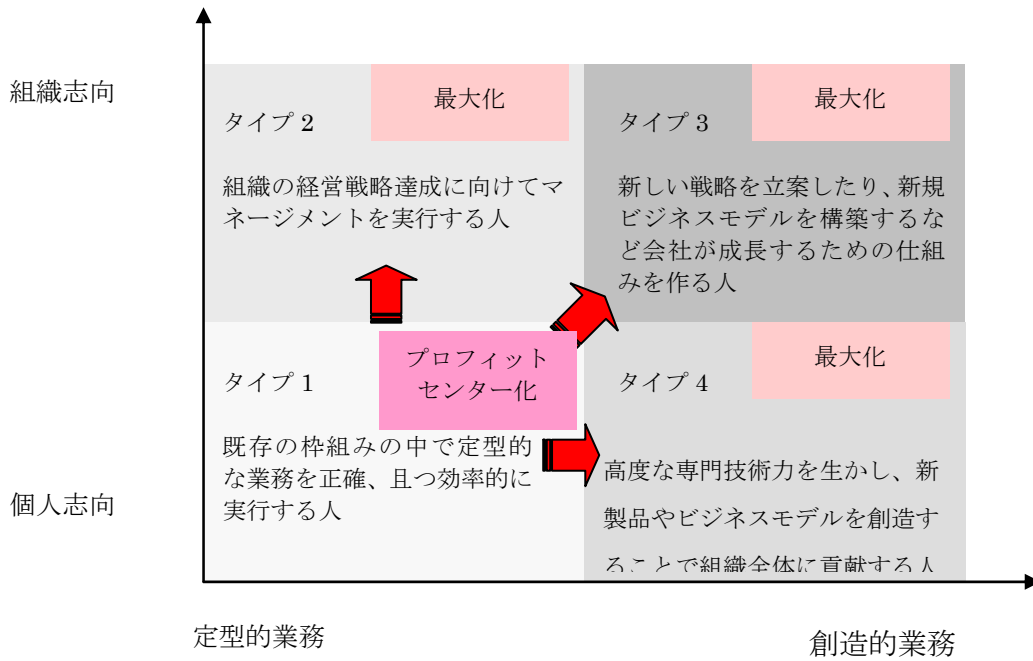
(3) 先行他社のトレーニングに関する習得事項

先行他社においては、教育予算の確保、及び研修インフラを整備しており、人的資源（資産）の必要性及び重要性を認識している。また研修目標が組織全体の経営目標の達成に貢献すべく、研修体系確立の試みを行っている。しかしながら、多くの企業では、研修に係るニーズ分析は行われておらず、研修効果の検証やフィードバックがうまく行われていないのが現状である。

(4) キャリア開発及び人材育成に係る提言

1) 人材ポートフォリオを考慮した長期的視点での人材育成計画の策定

CPGCBL 社は、自らの経営思想に基づき経営計画を立案し、その目標を達成するために、自ら行動する必要がある。こうしたビジネス環境の変化に対応するためには、技術力のみならず、管理能力、政策立案能力等、幅広い人材のポートフォリオが必要となる。こうした人材ポートフォリオを長期的スパンで開発するような人材計画を策定することが肝要である。



(出典: 調査団作成)

図 12.3-6 人材資源のポートフォリオ

2) TQM 推進に必要な研修プログラムの導入

a) 基礎管理に関する研修

管理とは、人、物、金、情報等、経営上のあらゆる資源を効果的・効率的・経済的、継続的に活用する全ての行動のことである。CPGCBL 社では、第一段階として特に中間管理職の管理能力を強化することが重要であると考え、「基礎の管理研修」実施を提案する。



「基礎の管理研修」では、管理活動の対象を「仕事」と「人」に分け、仕事の管理では業務を管理する側面と業務を改善する側面、人の管理では人間関係を円滑にする側面と、メンバーを育成・指導する側面について研修を行うものとする。

b) 問題解決型能力向上に関する研修

中間管理職にとって最も重要な点は、仕事の質を高めるために日々改善活動を継続的に行うことである。従って、ここでは問題解決能力向上を目的として、「問題解決型 QC 手法（品質管理活動において、問題を発見し、情報を整理し、発想し、要因を解析し、対策し、改善を行って管理の定着を図っていく為の手法）」に関する研修を提案する。内容は以下に示すとおりである。問題の感知と解決テーマの選定、現状分析、解決目標の設定、原因の追求、対策の立案・実施、効果の確認、標準化・管理の定着である。

(5) 長期的視点での人材育成

1) 建設期間における人員の育成

建設工事開始前に O&M の幹部要員を選定し、工事を通して現場・現物で育成する。建設工事実施中には、運転中には確認できない発電設備の構造を詳しく知ることができる上、機器の据付時の要領なども確認することが可能である。

2) 受け入れ研修体制

研修内容は、入社時の学歴や経験の有無などにより異なる。CPGCBL 社として、次のような研修項目が必要となる。

a) 新入社員、中途採用者、有経験者全員が受講するもの

- 発電会社としての位置付けと責任
- 発電会社の運営理念
- 発電設備の仕組と基礎知識（プラントの仕様が総て異なるので有経験者も受講）
- 発電所内の安全遵守事項
- 発電所内の情報管理の基礎知識

b) 新入社員、中途採用者の具体的な研修

- 運転当直業務研修（大学卒は 1-3 週間、その他は 3-5 週間、但し、事務職は 1 週間）
- 当直操作と交代勤務引継ぎ、パトロールの実施（研修担当は当直シフト外の当直長クラス、実務は当直員の OJT）
- メンテナンス業務研修（大学卒は 1-3 週間、その他は 3-5 週間）
- メンテナンス全般（1 週間）
- 専門別の研修（3 週間：新入社員、中途採用者は、機械・電気・計装などの卒業学科別に区分、この間はグループ内の OJT と、納入メーカー図面、取扱説明書、関連マニュアル類を教材にする。）
- 研修期間中、設備点検パトロール、補修工事現場で補修技術、技能と使用する計測機器類の扱い方、データ管理等を OJT

- 運転保守業務に関する安全研修
- 運転保守業務に関する情報管理研修（運転データ装置ならびに通信装置の保守を含む）

3) 営業運転開始後の人員の育成

営業運転開始後は管理業務が中心となる。具体的には発電所の業績管理と、メンテナンス計画の策定が主要な業務に位置づけられる。現場のニーズを的確に捉え、前節で述べた TQM 手法を用いて業務を遂行する。OJT によるトレーニングと机上の集合研修を組み合わせたキャリア開発を提案する。

## 12.4 経理及び財務管理

### 12.4.1 会計システム

#### (1) 経理基本ポリシー

##### 1) 経理基本方針

経理基本ポリシーとは企業の経理帳簿に金銭上の取引を表現する方法の根本を定めるものである。これに対し、財務基本ポリシーは資金の受領、支出及び資金の利用に関する基本方針を定めるものである。CPGCBL にとって最も重要なことは、要求される会計原則に準拠し、1994 年会社法の要求を充足する明確で一貫性のある経理基本ポリシーを策定することである。バングラデシュ会計原則（BAS）では財務諸表は以下の 5 種類より構成されるとしている。

- A. 貸借対照表
- B. 損益計算書
- C. 株主資本変動計算書
- D. キャッシュフロー計算書
- E. 経理基準及び経理科目の処理に関する個別注記表

策定された基本ポリシーは取締役会による承認をもって確定する。確定されたポリシーは従業員全てに対して周知徹底が行われなければならない。会社が以後作成する計画、方針、事業活動は策定された基本ポリシーと整合性を保ちながら、推進されることが必要となる。法令、規則等が改定される場合には基本ポリシーを見直す柔軟性を維持することも肝要である。

経理基本ポリシーの設定に当たっては以下のような基準を遵守しつつ検討を行う。

- ・会計原則の遵守
- ・信頼性及び妥当性
- ・忠実な表記及び完全度
- ・中立性
- ・内容重視
- ・保守主義 (prudence)
- ・重要度 (materiality)

今後会社の体制を整える CPGCBL にとっては BPDB 及びその子会社群から教訓を得ることができる。BPDB からは、CPGCBL が整備した完成品として受け継ぐ会計制度そのものは存在しないが、権限委譲書については整備されており、受け継ぐことが可能である。BPDB においては規則類として各種通達による方針の決定・伝達が行われ、それらが規則体系を形作っている。一方 APSCL では、経理基本方針において IAS、IFRS、及び BAS に準

抛した整備を行っており、その旨を年次報告書においても掲出している<sup>1</sup>。同様に EGCB では、年次報告書において、主要な取引及び事業に重大な影響を及ぼす事象については、IAS-1 の規定に基づいて開示を行っている旨の掲出を行っている<sup>2</sup>。CPGCBL としては、事業の内容に鑑み、発行する財務報告書の利用者の要求に合致するよう、適切な処理と開示をすることに努めなければならない。

## 2) 財務諸表の基本原則

経理基本ポリシーの作成に当たっては財務諸表の作成に関する一般的に確立されている基本原則を十分に理解し、それらと矛盾することがないように経理基本ポリシーの中に生かしてゆくことが必要となる。財務諸表の作成に関して一般的に確立されている指導原則としては以下のようなものが挙げられる。

- 継続性の原則

会計報告書は会社が永続的に事業を継続するとの前提において作成される（会社が倒産に直面する状態である場合、あるいは免許返上、倒産処分等に該当する場合を除く）。

- 発生主義に基づく取引認識

財務諸表は現金主義によらず発生主義によって取引を認識する。

発生主義：収入を得る権利が発生した時点及び支払いの債務が発生した時点で取引を認識する。

現金主義：取引において現金授受が行われた時点で認識する。

- 期間対応原則

経費及び収益を認識するに当たり、対象取引を計上する期間は経費及び収益について同一期間内の取引を対象とする（例：電力の請求書発送前の売上げ及び未払い費用の計上）。

- 一貫性

重要な変更がない場合（重要な変更が発生する場合には別途その説明が必要である）には開示の様式、経費科目の分類については一貫性をもった開示を行う。

- 貸借対照表の様式

会社法に添付されている様式を使用する。

- 重要性と合算

重要度の高い項目については個別に表示する（重要性の基準は当該項目に関する情報がユーザの判断に影響を及ぼすか否かを基準として決定）。

- 相殺

---

<sup>1</sup> APSCL, “Annual Report FY 2010-11”

<sup>2</sup> EGCB, “Annual Report FY 2010-11”

資産と負債項目は相殺を行わず、それぞれを個別に表示する（例：電力料金売掛金と顧客から受領した担保預託金の相殺は行ってはならない。但し、顧客が会社からの電力供給を恒久的に停止した場合を除く）。

- 比較情報  
会社法の規程により、前会計年度の情報を併記、あるいは理解の助けとなるよう並べ替えを行うこと。
- 貨幣による価値評価  
対象となる取引についての貨幣的価値評価（取引価格）の方法としては、取得原価による記帳、インフレーション会計に基づく記帳、再調達原価による記帳等がある。各種会計原則がそれぞれの状況に合った価格把握の方法を規定している。

### 3) CPGCBL における会計基本方針の採用

上述の事情及びバングラデシュ電力セクターにおける慣行等を斟酌し、調査団において会計基本方針（案）及び経理マニュアル（案）を策定、APPENDIX に編入した。CPGCBL による検討と採択を提言する。

## (2) 会計原則

### 1) BAS と国際会計基準

国際会計基準は国際会計基準委員会（International Accounting Standards Committee）が取りまとめている国際会計基準（IAS: International Accounting Standards）と国際財務報告基準（IFRS: International Financial Reporting Standards）が世界的な会計基準としての地位を固めている。「バ」国においてはバングラデシュ公認会計士協会（ICAB: Institute of Chartered Accountants of Bangladesh）が IAS 及び IFRS を審議し、「バ」国として採択の是非を判断、採択を完了したものをバングラデシュ会計基準（Bangladesh Accounting Standard : BAS）としてまとめている。現在 IAS は 32 の条文、IFRS は 13 の条文で構成されているが、このうち ICAB は IAS の 31 条文及び IFRS の 8 条文について採択、実施中である。反面、IAS の 1 条文及び IFRS の 5 条文が未採択となっている。IAS 及び IFRS の各条文についての「バ」国における採択状況を以下の表に示す。

表 12.4-1 IAS 及び IFRS の採択状況

IAS / IFRS	BAS	条文のタイトル	ICAB 採択年	摘要
IAS 1	BAS 1	財務諸表の表示	2007	
IAS 2	BAS 2	たな卸資産	2007	
IAS 7	BAS 7	キャッシュフロー計算書	1999	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

IAS / IFRS	BAS	条文のタイトル	ICAB 採択年	摘要
IAS 8	BAS 8	会計方針、会計上の見積りの変更と認識	2007	
IAS 10	BAS 10	後発事象	2007	
IAS 11	BAS 11	工事契約	1999	
IAS 12	BAS 12	法人所得税の会計	1999	
IAS 16	BAS 16	有形固定資産	2007	
IAS 17	BAS 17	リース	2007	
IAS 18	BAS 18	収益	2007	
IAS 19	BAS 19	従業員給付	2004	
IAS 20	BAS 20	国庫補助金の会計及び政府援助の開示	1999	
IAS 21	BAS 21	外国為替レート変動の影響	2007	
IAS 23	BAS 23	借入費用	2010	
IAS 24	BAS 24	特別利害関係の報告	2007	
IAS 26	BAS 26	投資の会計処理	2007	
IAS 27	BAS 27	連結財務諸表並びに子会社に対する投資の会計処理	2010	
IAS 28	BAS 28	関連会社に対する投資の会計処理	2007	
IAS 29		超インフレ経済下の財務報告	未採択	ICAB が「バ」国は適用対象に該当しないと結論
IAS 31	BAS 31	ジョイントベンチャーに対する持分の財務報告	2007	
IAS 32	BAS 32	金融商品：表示及び開示	2010	
IAS 33	BAS 33	一株当たり利益	2007	
IAS 34	BAS 34	中間財務報告	1999	
IAS 36	BAS 36	資産の減損	2005	
IAS 37	BAS 37	引当金、偶発債務、及び偶発資産	2007	
IAS 38	BAS 38	無形資産	2005	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

IAS / IFRS	BAS	条文のタイトル	ICAB 採択年	摘要
IAS 39	BAS 39	金融商品：認識と測定	2010	
IAS 40	BAS 40	投資不動産	2007	
IFRS 1	BFRS 1	国債財務報告基準の初度適用	2008	
IFRS 2	BFRS 2	株式報酬	2006	
IFRS 3	BFRS 3	企業結合	2005	
IFRS 4	BFRS 4	保険契約	2008	
IFRS 5	BFRS 5	売却目的で保有している非流動資産 及び廃止事業	2005	
IFRS 6	BFRS 6	鉱物資源の探査及び評価	2006	
IFRS 7	BFRS 7	金融商品一開示	2008	
IFRS 8	BFRS 8	セグメント別報告	2008	
IFRS 9		金融商品		IFRS 最近年 (2010) 導入
IFRS 10		連結財務諸表		IFRS 最近年 (2011) 導入
IFRS 11		共同支配の取り決め		IFRS 最近年 (2011) 導入
IFRS 12		他の企業への関与の開示		IFRS 最近年 (2011) 導入
IFRS 13		公正価値測定		IFRS 最近年 (2011) 導入

(出典) JICA 調査団

IAS 及び IFRS の採択、実施は「バ」国にとっての継続事業であり、ICAB は引き続き同事業を継続する方針であることを表明している。ICAB のこれまでの努力により、「バ」国は IAS の内一つの条文が未採択、IFRS については 5 つの条文が未採択として残る現状にある。未採択の条文に「バ」国と IFRS 会計慣行とのギャップが現れている。未採択条文の主たるポイントは次の通りである。

- i) IAS 29: 超インフレ経済下の財務報告  
本条文の目的は、超インフレ経済下にある国の通貨を用いて財務状況の報告を行う場合にあって財務報告が有効に行われるための一定の基準を設けることにおいている。
- ii) IFRS 9: 金融商品

本条文は、混合契約を含む、金融資産及び金融負債をどのように分類及び測定すべきかについて定めている。

iii) **IFRS 10: 連結財務諸表**

本条文の目的は、企業が他の企業を支配している場合の連結財務諸表の表示と作成に関する原則を定めることである。連結財務諸表とは親会社及び子会社の資産、負債、資本、収益、費用及びキャッシュフローを単一の経済的実体のものとして表示する企業集団の財務諸表である。

iv) **IFRS 11: 共同支配の取り決め**

本条文の目的は、共同で支配される取り決めに対する持分を有する企業の財務報告に関する原則を定めることである。本基準は、共同支配の取り決めの当事者に対して、その取り決めから生じる権利及び義務を評価することにより、関与している共同支配の取り決めの種類を決定することを要求している。

v) **IFRS 12: 他の企業への関与の開示**

本条文の目的は、財務諸表の利用者が次のことを評価できるようにする情報の開示を企業に要求することである。

- ・他の企業への関与の内容及びそれに関連するリスク
- ・それらの関与が財政状態、財務業績及びキャッシュフローに与える影響

vi) **IFRS 13: 公正価値測定**

本条文の目的は次のことを行うものである。

- ・公正価値を定義する。
- ・単一の IFRS で公正価値の測定に関するフレームワークを示す。
- ・公正価値測定に関する開示を求める。

「バ」国においては 2005 年以來、上場企業は全て BFRS を採用することが義務付けられている。電力業界では 2 社、PGCB 及び DESCO が株式を上場しており、BAS 及び BFRS を会計基準として採択していることを年次報告書において明らかにしている。上場をしていない企業の間でも会計基本方針及び財務報告に任意に BAS 及び BFRS を採用している事例が確認されている。DPDC は既に収益を計上する事業体であるが、BAS 及び BFRS を採択している。他方、EGCB、APSCL 及び NWPGL は未だ収益計上のない事業体（2011 会計年度現在）であるが、こちらでも BAS のうちいくつかの条文を採択していることが確認されている。例えば、APSCL 及び NWPGL の両社では BAS のうち以下の条文の採択を年次報告に記述している。

- ✓ BAS 1: 財務諸表の表示
- ✓ BAS 2: たな卸資産
- ✓ BAS 7: キャッシュフロー計算書
- ✓ BAS 8: 会計方針、会計上の見積りの変更と認識
- ✓ BAS 10: 後発事象
- ✓ BAS 16: 有形固定資産
- ✓ BAS 18: 収益
- ✓ BAS 19: 従業員給付
- ✓ BAS 21: 外国為替レート変動の影響



- ✓ BAS 24: 特別利害関係の報告
- ✓ BAS 37: 引当金、偶発債務、及び偶発資産

両社が BAS と BFRS の限られた条文を採択し、その他の条文を採択していない背景は、上述の既採択条文が業務の現状に密接な関係を有するものである反面、その他の条文については現状の業務とは密接度が異なり、重要度が低下することによると理解される。CPGCBL は非上場企業であり、BAS 及び BFRS の採択を強制されることはないが、電力業界他社が採択していると同等レベルを充足することは最低限として努力することが必要である。

## 2) 会社法

電力業界における企業の会計基準は 1994 年会社法の規定に準拠することを求められている。併せて BAS に準拠することは可能である。CPGCBL は 1994 年会社法（法律第 28 号）に基づいて設立された株式会社であり、まずは会社法の規定を充足することが求められている。

CPGCBL は当面会社法が規定する要求を満たすことで良いが、会社法の会計及びその報告に関する規定として次のようなことが求められている。

- i) 会社は適切な帳簿を用意し、金銭の受領・支出、財貨の販売・購入、資産、負債、資材の消費、労務費及び間接経費について正確な記録を整理しなければならない。
- ii) 会計帳簿類は政府の登録官あるいは他の官吏による検査において開示しなければならない。
- iii) 取締役会は年次株主総会において、貸借対照表、損益計算書及び取締役会報告書を呈示しなければならない。
- iv) 貸借対照表及び損益計算書は会社の監査役による監査を受け、監査報告書を貸借対照表及び損益計算書に添付して年次株主総会に提出する。

会社法における会計原則に関する規定はしばしば抽象的であり、事業経営において実践する上で困難に直面する事実には留意が必要である<sup>3</sup>。会社法においては、貸借対照表に要求される様式として、会社法に添付されている付属様式を用いることができることに加え、政府が一般的に、もしくは個別ケースにおいて制定する様式を利用することを認めている。会社法は財務諸表について年次株主総会において承認を求めることを要求している。財務諸表の構成に関する規定としては、貸借対照表、損益計算書、取締役会報告書、監査報告書を含むことを要求しているが、他方、資本変動に関する報告書、キャッシュフロー表、脚注書の提出は要求されていない。

---

<sup>3</sup> World Bank, “Report on the Observance of Standards and Codes (ROSC) Bangladesh Accounting and Auditing”, May 2003

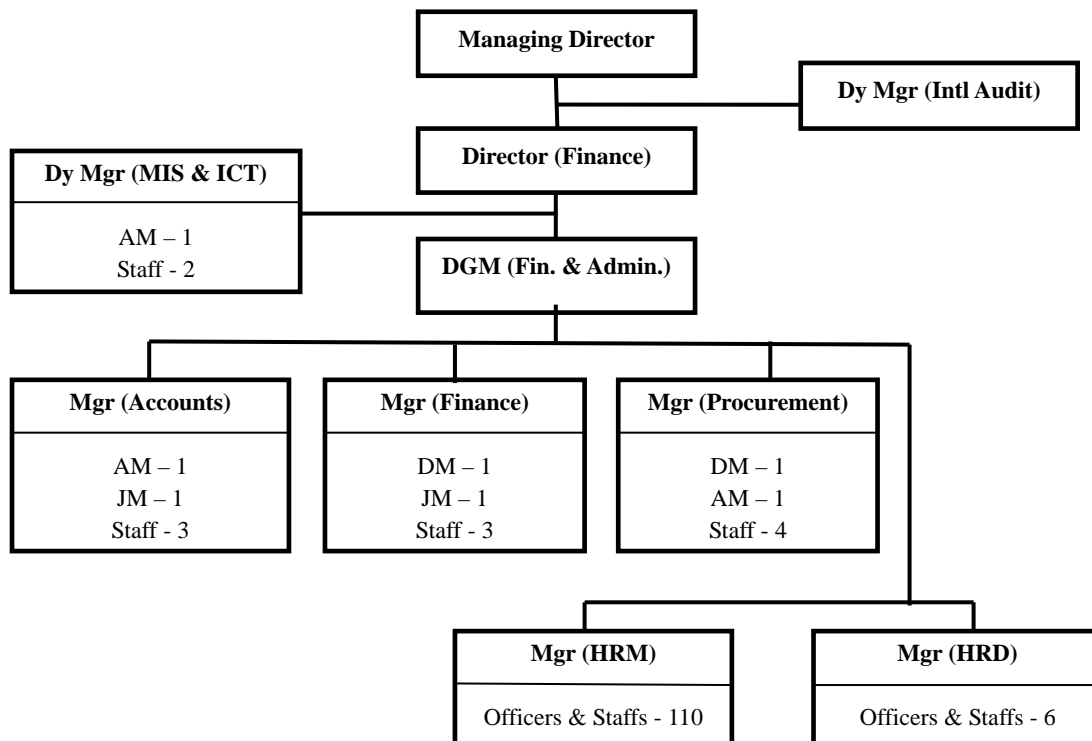
他方、1987年証券取引所規則は上場会社に対し、貸借対照表、損益計算書、キャッシュフロー計算書、財務諸表勘定科目についての脚注、監査報告書を含む年次報告書を作成し、証券取引委員会に提出することを求めている。財務諸表の作成はICABが採択を決定したIAS/IFRS、即ちBASに準拠することを要求している。財務諸表は決算日より120日以内に外部監査法人による監査を終了し、終了から14日以内に証券取引所に提出することを要求している。BPDBは会社法あるいは証券取引所規則に拘束されない政府機関であり、これら法律・規則の埒外の活動を行うことが許されている。

CPGCBLは会社法に準拠する法人であり、同法の規程に従わなければならない。会社法と証券取引所規則の双方が求める財務諸表の形式及び内容は必ずしも同一ではなく、会社としてはいずれの会計原則に準拠するかを明確に定めておくことが必要である。

(3) 財務会計部門の組織

1) 発電他社における組織構造

CPGCBLはBPDBが有する多機能機関と異なり、当面はMatarbariにおいて実施する発電事業を専らとする機関であり、従ってBPDBに置かれている如くの組織を必要とするのではない。CPGCBLとしてはむしろAPSCL、EGCB、あるいはIPP等発電専業としてコンパクトな組織構造にある機関から類似例を得ることが妥当である。ここでは参考として、APSCLのFinance and Administration Departmentについて構造を理解してみる。



(出典) APSCL, Annual Report FY 2010-11

図 12.4-1 APSCL の Finance & Admin Dept における組織構造

APSCCL においては、Director (Finance) が経理、財務、購買、MIS/ICT 及び人事・人材開発 (HRM & HRD) の大きなグループを所管している。HRM はさらに HRM、Security & Discipline、Labor & Welfare、Head Master 及び Medical Office の下部組織を有し、総勢 110 名の役職員で構成している。他方 HRD は 6 名の役職員からなる小規模の組織である。組織構造より明らかなこととして、部長、副部長が経理、財務、購買に係る時間は、BPDB の財務担当役員が携わる時間に比べて圧倒的に少ないものと推察される。APSCCL の組織においては、監査組織が社長宛てに報告をするレポートラインが敷かれているが、監査の独立及び中立性を確保する意味からは、取締役会に直接レポートするラインとすることが望ましい。

## 2) CPGCBL における能力開発

CPGCBL は新たに設立された企業であり、今日現在会社に雇用されている職員は皆無である。会社は経理財務部門を含む組織の全ての部門についてゼロから構築することを求められている。CPGCBL 全体の組織構造については先に 12.3.2 (3)項、役職員の採用については 12.3.3 項、能力開発及び訓練については 12.3.4 項においてそれぞれ考察した。詳細をみると、経理財務部門は「ステップ 1」において総勢 5 名のスタッフでスタートし、漸次拡大、「ステップ 5」で 8 名に到達することが想定されている。総勢の中には Director (Finance) : 1 名、GM/DGM : 1 名が然るべき経験を有する人材として含まれることとなる。Director (Finance) に要求される資格要件としては、Certified Public Accountant (CPA) もしくは Certified Management Accountant (CMA) の資格の持ち主で大規模組織における実務経験 20 年以上を要求する。同様に GM/DGM としては、大学院卒、Certified Accountant, Certified Management Accountant あるいは Master of Business Administration (MBA)、実務経験 10 年以上といった要求を想定している。

新卒者、初任者から中級クラスまでの人材については配属される職務の階級に応じて、専門的に異なるレベルの知識の習得が求められる。経理財務部門のスタッフが求められる知識の分野あるいは能力を整理すると以下の表の如くとなる。

表 12.4-2 要求される専門的知識の範囲

レベル	要求される専門的知識の範囲	
新卒者／初任者	(i)会社、(ii)所属部の役割と機能、(iii)会社の方針、(iv)組織構造、(v)勘定科目、(vi)簿記、(vii)試算表、(viii)精算表、(ix)貸借対照表、(x)損益計算書	
ジュニア・クラス	(i)現金経理、(ii)キャッシュフロー、(iii)売上経理、(iv)在庫・貯蔵品経理、(v)固定資産経理、(vi)予算・決算。	
中級	基礎知識	(i)コスト管理、(ii)決算、(iii)予算、(iv)財務モデル、(v)税務会計。
	応用知識	(i)予算管理、(ii)コスト管理、(iii)勘定科目管理、(iv)会社法・決算、(v)税務申告、(vi)人件費管理、(vii)キャッシュフロー管理、(viii)財務モデル、(ix)実績評価
	高度専門知識	(i)コスト管理、(ii)資金管理、(iii)現金管理、(iv)売掛金管理、(v)財務モデル、(vi)税務管理、(vii)企業経営管理。

(出典) JICA 調査団

経理財務部の職員に対しては、OJT 及び組織的な教育訓練の機会を与えることにより、職員が必要な知識を習得し、能力の向上を果たすような制度を設けることが重要である。組織としての能力強化のためには、Director (Finance)がリーダーとなり、GM/DGM の参加を得て若手職員に対する OJT 訓練を展開することが有効である。OJT の実施と並行して 12.3.4 項にて述べた外部の訓練コースに職員を派遣し、訓練を受けさせることにより効果的な能力開発を進めることが可能である。

経理財務部門においては、発電所が商業運転を開始するに先立ち、業務に関する規則、手続き、処理要領を定めるとともに、コンピュータによる処理を含む業務処理に関する環境と方法書を定めなければならない。在籍する職員をそれらの準備作業の要員として活用することにより、実務経験の乏しい職員に対して当該部門の役割と機能について理解を深める機会を提供することが可能である。それらの準備作業をグループの協働作業として実施することにより、新たに採用された職員に会社に関する理解度を深めさせるとともに、理想的な OJT 機会を提供することにもなる。

商業運転開始後においては環境が一変する。OJT は当該部門の日常業務の処理を行う作業の中で実施される。能力開発の事例を DESCO の現状に例をとってみると次の通りとなる。DESCO では能力開発の体系を、(i) 社内訓練プログラム、(ii)外部訓練コース (BPDB Institute 及び Bangladesh Institute of Management (BIOM)等) の組み合わせにより実施している。BPDB Institute 及び BIOM では各種の訓練コースを、コース当たり 2-3 ヶ月間、間歇的な日程によって実施している。新たに採用された職員は入社一年目において双方の訓練コースを受講することとなっている。BPDB Institute においては BPDB の各部門における上級役職 Directors、Deputy Directors、General Managers、Deputy General Managers 等) に加え、外部の有識者が交代でトレーナーとなり、受講者の指導を行っている。

政府監督官庁では公営電力企業における能力開発に大きな関心を抱いている。公営電力企業は MPEMR との間で Performance Target Agreement を締結し、その中で経営効率改善のキイとなる各種項目について具体的な目標を設定することを義務付けられているが、目標の一つとして、年間における平均訓練受講時間を定めることとなっている。現在では MPEMR が電力各社に対して、従業員一人あたりの平均訓練受講時間が年間 60 時間を超えるような目標の設定を求めている。CPGCBL にあっては DESCO と同様の環境におかれていることから、BPDB Institute、BIOM 及び社内の訓練プログラムを組み合わせることにより、有効な訓練システムを構築、実施することが求められる。

#### (4) 勘定科目体系

BPDB では 1994 年に勘定科目体系を抜本的に再構築、その後必要に応じて修正する過程を続けてきた<sup>4</sup>。体系は主科目と副科目の二層で構成される構造となっている。主科目は 3 桁の

---

<sup>4</sup> BPDB, “Chart of Accounts”

数値及び一つのアルファベットによるコードが付与され、副科目は主科目に2桁の数値を加えるコード体系を採用している。

BPDBの子会社各社では同様の勘定科目体系を採用、各社がそれぞれの実情に合わせて修正を加えたものを採用している。CPGCBLが採用する勘定科目体系は、同社が遵守すべき規則、規定及び政府監督機関が要求するところに従い、経営、財務、統計的に整理、分析、報告をすることが可能となるようなシステムであることが求められる。さらには、採用される帳簿及び様式はコンピュータによる入力及び加工処理に適したものであることが不可欠であり、従って、コンピュータによる経理・財務システムの開発と整合性をもった設計とすることが重要である。調査団は、CPGCBLが監督官庁による規則・規定、経営上の要求を十分に勘案、それらを反映した独自の勘定科目体系を整備することを提言する。調査団としてはCPGCBLが以下の体系を基本として、より洗練された体系を構築することを期待する。

表 12.4-3 勘定科目体系—貸借対照表—（案）

資産		資本及び負債		
主科目	副科目	主科目	副科目	
発電設備	Utility Plant in Service	未払金	Account Payable – Custom Duties	
	Utility Plant in Process of Reclassification		Account Payable – VAT	
	Utility Plant held for Future Use		Account Payable – Contractors & Suppliers	
	Capital Work- in-Progress		Others	
	Others		Accrued Interest on Loans	
投資	Investment	既発債務	Accrued Salaries and Allowances	
			Accrued Expenses	
原材料、貯蔵、在庫品	Fuel Stock		当座借越	Bank Overdraft
	Materials for Operation Supplies			Withholding Tax
	Construction Stores			Security Deposit- Contractors & Suppliers
	Goods in Transit	Employee Benevolent Fund Collection		
	Others	Others		
売掛金	Account Receivable- Consumers	長期債務	Due to Government & Agencies	
	Account Receivable- Others		Foreign Loans	
前渡金	Advances to Contractors & Suppliers		Liquid Damage Reserves	Others
	Advances to Officers and Employees			Others
	Temporary Advances			
	Others			
預金	Cash in Bank- Central Bank Account	資本金	Capital	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

資産		資本及び負債	
主科目	副科目	主科目	副科目
	Cash in Bank – Deposit Account	繰越利益	Retained Earnings
	Cash in Bank- Local Collection Account		
	Cash in Bank- Pension Account		
	Others		
現金	Petty Cash Fund		
前払費用	Prepaid Rent		
	Prepaid Insurance		
	Others		
繰延資産	Claims receivable from Government		
	Preliminary Survey and Investigation Expenses		
	Adjustment and Suspense Account		
	Others		
その他資産	Security Deposits		
	Others		
累積減価償却	Accumulated Depreciation – Generation Plant		
	Accumulated Depreciation – Utility Plant		
	Accumulated Depreciation – Non-utility Property		
	Others		

(出典) JICA 調査団

表 12.4-4 勘定科目体系—損益計算書— (案)

損益		
主科目	副科目	従科目
売上	Energy Sales	
	Accrued Sales	
	Others	
その他収入	Other Operating Income	
一般経費	Generation Operating Expenses	Salary
		Allowances
		Overtime Allowances
		Traveling Expense and Allowances
		Medical Expenses
		Bonus

損益		
主科目	副科目	従科目
		Stationery & Printing
		Taxes, Licenses and Fees
		Office Rent
		Water Charge
		Electricity Charge
		Post and Telegram
		Telephone, Telex and Fax
		Advertising and Promotion
		Audit Fees
		Legal Expenses
		Books & Periodicals
		Fuel used for Electricity Generation
		Petrol, Diesel & Lubricant used for Transport
		Transportation Expense
		Store & Spare used
		Custom Duties
		VAT
		Demurrages
	Generation Maintenance Expenses	
財務及びその他費用	Interest Expenses on Loans (Foreign)	
	Interest Expenses on Loans (Local)	
	Losses on Foreign Exchange Fluctuations	
	Revaluation of Accumulated Depreciation	
	Others	
開発事業管理経費	Development General Overhead Account	

(出典) JICA 調査団

## (5) CPGCBL における経理システムの検討

### 1) 目的

経理財務の体制を整備する上ではコンピュータ処理システムの構築が不可欠である。CPGCBL にとっては以下のような基本的な機能を備えたシステムの構築、運用が必要である。

- 会社経営の基礎となる会計記帳及び経理処理を包括的に処理するシステムを構築すること
- 会計記録を正確に記録し、正しく分類集計すること

- 資産及び負債について立証力のある処理を行うこと
- 次のような業務のために正確、最新かつ時宜に適った情報提供の機能を具備すること
  - 予算の編成、モニタリング及び統制
  - 原価計算、経理及び統制
  - 現金、買掛金、売掛金、借入金及び固定資産各勘定の管理
- 総勘定元帳の作成
- 会計監査支援の機能

構築されるシステムは経営者の意思決定並びに操業管理を支援する各種の MIS レポート機能を有することが不可欠である。会社法及び BERC が要求する各種報告ができるよう対応することが求められる。会計処理と連動して、債権管理、顧客経理、資材管理、従業員経理、プロジェクト経理及び固定資産管理等の処理が行われなければならない。さらには、資金管理並びに予算モニタリング及び統制とも同期をとることが重要である。こうした機能を勘案し、以下のようなモジュールによって構成されるシステムの開発を提案する。

- 総勘定元帳
- 買掛金
- 売掛金
- プロジェクト経理及び建設仮勘定
- 固定資産
- 財務資金及び現金
- 連結財務
- 予算及び原価管理

統合システムは現在要求される機能に対応するに限定せず、将来発生するであろうニーズにも対応が可能となるよう拡張性のある設計とすることが求められる。このようなシステムを開発するアプローチを全体的に見ると以下の図の如くとなる。

## 2) システム開発のためのアプローチ

経理・財務管理システムに基本的に求められる要件としては、コンピュータ処理による経理と MIS の統合にある。関連のモジュールを統合することにより、経営首脳部にオンラインによりリアルタイムの情報を提供することが可能となる。統合システムを開発するための重要なタスクとしては、各種の監督規制の遵守、欠陥のない財務諸表の作成、経理基本方針の作成、財務管理制度の構築、予算制度の整備、経理制度のシステム化、固定資産台帳の整備等がある。CPGCBL がシステムを開発するためには以下のようなステップを踏んだ取り組みが必要となる。

- a) 関連法規、監督規制の枠組みの中における経理、財務処理の枠組みの決定
- b) 財務・経理基本方針の決定
- c) 経営情報システムの基本要件の決定
- d) 経営管理のための各種レポートの概要と設計
- e) 勘定科目体系及び総勘定元帳の設計
- f) 予算制度の決定



- g) 業務処理マニュアル及び訓練用教材の開発
- h) 会社の IT 基本方針に沿った開発の実施

3) 統合経理システムのためのパッケージ

統合システムを形成するモジュールの結合は以下の図のようなものとなる。結合の中心に総勘定元帳が位置し、それが各モジュールと直接にインターフェースをとる形となる。経理・財務システムを構成する上で不可欠となるモジュールとしては、現預金、購買、買掛、貯蔵品、資産、収入、売掛、借入、MIS、予算等があげられる。



図 12.4-2 統合経理パッケージ

これらパッケージを構成する各モジュールは総勘定元帳もしくは関連の元帳を経由して相互にインターフェースをもっている。インターフェースの機能自体はコンピュータ・システムに限らず手作業による処理においても存在する。しかしながら、コンピュータを起用することにより、必要な情報を即時に入手、提供することが可能であり、これが経営の意思決定の迅速化に有効な手段となっている。

4) コンピュータ・システムがカバーすべき標準的な機能

経理財務部門における日常業務の内、コンピュータ・システムによって処理すべき機能を以下の表に整理する。経理システムは、独自に開発するにせよ、外部からパッケージを購入するにせよ、下表に整理された各種の機能・活動から生じる財務・経理的な取引について取扱い、加工処理が可能なものではない。

表 12.4-5 統合経理システムがカバーすべき標準的な機能

経理/財務	項目	標準的活動/機能
経理	売掛金	(i) 売上入力、(ii) 請求書、(iii) 回収、(iv) 売掛金管理、(v) エージング、(vi) ディスカウント/レポート、(vii) 売掛金再評価、(viii) 貸倒引当金、(ix) 付加価値税。

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

	買掛金	(i) 取引先マスター、(ii) 納品、(iii) 受取、(iv) 期日管理、(v) 支払、(vi) 取引先別残高管理、(vii) ディスカウント／リベート、(viii) エージング、(ix) 付加価値税。
	貯蔵品・在庫	(i) 残高管理、(ii) 棚卸、(iii) 貯蔵品・在庫管理、(iv) エージング
	固定資産	(i) 発注、(ii) 点検、(iii) 記帳、(iv) 支払、(v) 減価償却、(vi) 棄却、(vii) リース、(viii) 付加価値税。
	コストイング	(i) 資材原価、(ii) 労務費、(iii) 経費、(iv) 付加価値税。
	経費管理	(i) 年間予算、(ii) 乖離分析、(iii) 経費管理、(iv) 支払、(v) 人件費、(vi) 保守修繕、(vii) 消耗品、(viii) 広告費、(ix) 交際費、(x) 寄付金、(xi) 付加価値税。
	人件費	(i) 役員報酬、(ii) 賃金・給与、(iii) 賞与、(iv) フリンジ・ベネフィット、(v) 交通費、(vi) 手当、(vii) 付加価値税。
	月次決算	(i) 月次決算、(ii) 月次 MIS 報告、(iii) 予算実績乖離報告、(iv) 現預金照合、(v) 貯蔵品・在庫月次残高
	決算	(i) 売上高確定、(ii) 原価確定、(iii) 間接費賦課、(iv) 借受・仮払勘定整理、(v) 税金計算、(vi) 取締役会宛 MIS 報告書、(vii) 利益金配分の提言
	予算管理	(i) 年次予算、(ii) 進捗モニタリング、(iii) 修正予算、(iv) 乖離分析、(v) MIS 報告書。
	付加価値税	(i) 購買、(ii) 売上、(iii) 経費、(iv) 非課税取引、(v) 税務申告
	税務会計	(i) 損益、(ii) 非課税取引、(iii) 税率、(iv) 繰延税。
財務	現預金	(i) 小口現金管理、(ii) 取引銀行マスター、(iii) 銀行間送金受取、(iv) 預金残高管理、(v) 預金勘定照合
	手形・小切手	(i) 受取手形・小切手、(ii) 不渡手形・小切手、(iii) 振出済手形の管理
	融資・前渡金	(i) 融資先マスター、(ii) ディスバース、(iii) 期日管理、(iv) 元利金返済受取、(v) 残高管理、(vi) 延滞、(vii) 債務不履行、(viii) リスケジュール及び償却
	借入	(i) 取引銀行マスター、(ii) ディスバース、(iii) 返済期日管理、(iv) 元利金返済支払、(v) リスケジュール
	為替操作	(i) 外国為替相場マスター、(ii) 外貨金額入力、(iii) 先物為替予約契約書、(iv) 為替持高管理、(v) 期末為替持高評価、(vi) 外貨預金
	資金管理	(i) 固定資産投資資金調達計画、(ii) 月次資金計画、(iii) キャッシュフロー計算書、(iv) MIS 報告書

(出典) JICA 調査団

上表では統合パッケージのモジュール構成を示しており、CPGCBL がソフトウェア供給者に対して競争調達を行う場合の仕様書の基本ともなり得るものである。既存のパッケージについて、これら機能の一部が欠落をしているような場合には、CPGCBL としては納入業者に対してカスタマイジングの要求をすることによって、必要な機能を完備するシステムを導入することが可能である。勿論、カスタマイジングは追加的なコストの発生を伴うものであり、適度な限度内に収めることが必要である。カスタマイズとは別に、CPGCBL は競争調達の条件として納入するパッケージに関する訓練の実施及び当該システムの定期的な更新サービスの提供を要求することが賢明である。

## 12.4.2 財務管理

### (1) 財務基本方針と財務計画

財務基本ポリシーは企業の高い次元における総合的な計画であり、企業の一般的目標及び目標達成に向けた進路を示すものである。財務基本ポリシーあるいは財務計画は会社の資金フローを分析、投資あるいは資金調達に関する意思決定の結果を予測し、代替案を採用する場合との効果を比較対照するものである。投資と資金調達は同期をとって動くものであり、どちらかが単独で動くことはない。財務計画がカバーする期間は通常 1-5 年程度となっている。1 年計画の場合は内容が詳細にわたるが、3-5 年計画の場合には一般的な趨勢を延長するといった様相となる。発電所建設あるいは送電線建設といったリードタイムが長いプロジェクトの場合には計画の範囲が長く例えば 10 年といった具合となる。

財務計画とは以下のようなプロセスとして理解される。:

- 会社として選択可能な投資計画を分析、採択、資金調達を計画すること
- 現在行っている意思決定が将来どのような結果を生み出すかを予測することにより、将来のサプライズを回避し、現在と将来の連関を通暁すること
- 代替案との対比に基づき実行の意思決定を行うこと
- 財務計画を準備すること
- 計画開始後の成果を測定し、目標値との比較検討を行うこと。

作業に用いられる重要なツールとしてキャッシュフロー計算書と財務予測モデルがある。精巧に構築されたモデルを採用することにより、パラメータ相互間の相互作用を把握し、現実的に確度の高い成果を指向することが可能となる。CPGCBL としては、以下のような分野、項目を包含する「財務基本方針」を制定し、社内徹底を図り、責任部署を任命、準拠すべき手続きを明示し、権限を付与する等必要な手段を講じて実施に移すことが肝要である。

- 営業収入管理
- 現金管理
- 銀行取引
- 会社内の資金送金
- 小口現金及び金利管理
- 売掛金管理

- 不良債権管理
- 在庫管理
- 投資管理
- 前渡金管理
- 買掛金管理
- 借入金管理
- リース債務管理
- 従業員給与管理
- 年金債務管理
- 従業員貸付

## (2) キャッシュフロー管理

電力セクターの各機関（BPDB を含む）においては定期的にキャッシュフロー計算書が作成されているが、それらの各機関は資金欠乏状態にあり、日々現金キャッシュフローの確保に走り回っている状況である。CPGCBL においては財務諸表の一部としてのキャッシュフロー計算書の作成はもとより、将来の現金の入出金を見通せる程度の期間を単位とする一定期間をカバーする資金繰予定表の作成が必要かつ有効であると考えられる。資金繰表を作成するに当たっては短期資産の現金化に関する見込み判断が重要である。

企業における資金のフローは連続的なプロセスとして把握される。従って、ある種のポリシーが企業活動にインパクトをもつ場合には企業のキャッシュポジションにもインパクトを与えることとなる。例えば、売掛金の回転する日数が長期化する場合には、長期的に見て投資可能な資金を制約する結果となる。同様に、投資は短期的な観点からも企業の現金ポジションにも影響を与え、流動性の枯渇を招くこととなり得る。また投資のための資金調達の方法如何によっては企業の採算性に影響し、あるいは返済計画に影響を及ぼすといった事態も想定される。

企業は予測しなかった事態が発生する場合に備え、緊急時対策を用意しておくことが必要である。企業は、日常使用している資金フロー分析とは別に、流動性フロー計算書を用意し、保有する資産の短期現金化の可能性を把握しておくことが重要である。

作成された財務基本ポリシーは実際の動きに対して有効か否かについて評価を行うことが必要である。財務基本ポリシー及び企業目標の有効性を評価する基準として以下のような経営指標をモニターすることにより、財務基本ポリシー及び企業目標の的確性を評価することが可能である。

### (a) 短期指標

- 1) 買掛金
- 2) 売上げ回転期間 – 電力料金売掛金回転期間、不良債権回転期間
- 3) 在庫回転期間 – 在庫残高回転期間、発注量、発注所要期間
- 4) サプライヤーに対する支払い – 購買-支払いサイクル

(b) 長期指標

- 1) 投資 – 案件発掘、選定基準、優先度付け、費用便益分析及び案件承認
- 2) 資金調達源のミックス – 自己資金、借入、増資、資金コスト、回収可能性

先に述べたように、ポリシーは予測モデルを使用し、代替案あるいは非常時対策等を合わせて検討し、結果に基づいて決定、実施されることが肝要である。

現代の経営コンセプトでは、組織の健全経営と財務管理並びに実践の重視、組織全体の観点に立った考察、さらには計画の成果を正確に測定するプロセスといったものに関する能力を重視している。そこに到達するまでには、企業としてのビジョンの確立、組織の到達すべき目標の設定、優先度の付与、作業遂行のための任務、資源を有効に最適配分するための構造の構築、当初設定した目標に対する成果の評価等多くのステップが不可避となる。

(3) 権限委譲

CPGCBL は独立した組織である。各部及び職位階級に対して委譲する権限、限度額については検討を行い、透明性、責任及び事業運営上の便宜等を総合的に勘案し、最も適した権限委譲を行うことが重要である。財務上の権限においては3つの権限の設定が重要である。その第一は、支出権限であり、組織が必要とする支出の原因行為について承認を与える権限であり、借入契約の締結に関する権限を含むものとする。第二は購買権限であり、支出権限者によって決定されたところに従い、資機材・役務を調達する契約を締結する権限である。第三は支払い権限であり、調達した資機材・役務について対価の支払いを行う行為を対象とする。

なお、権限委譲規程に関しては BPDB において既に制度が確立、規程書類も整備されている。BPDB における権限委譲の体系は2つに分割され、一つが開発事業の支出を扱い、他の一つが日常運営・運転業務のための支出を規定している。CPGCBL は、BPDB 及び関連会社の事例から教訓を得ながら、自社に最も適した規則、規定を構築することができる立場にある。権限委譲制度の構築に当たっては、有効な内部統制システム及び報告制度を同時に制定することが不可欠である。

次の表において、公営電力事業各社における権限委譲の実態を整理している。BPDB 及び関連会社における権限委譲を対比してみると、相互に大きな差異のあることが確認される。









BPDB は政府を構成する機関の一部であり、権限委譲の階層も数層の多くに及んでいる。トップに君臨するのは理事会であり、大きな権限を有してはいるものの、一定の限度を超える権限と意思決定は政府によって支配されている。これに対し、他の電力企業においては取締役会が最高権限を握り、株主総会の議決を要する事項以外については全ての意思決定を行うことができる。BPDB の階層が多重構造となっている要因としては、一つには業務の範囲が発電、送電、配電と広範に及んでいることがあるが、他方には政府に蔓延する官僚的階級制の故でもある。階層構造は可及的に水平構造に修正することにより、意思決定の迅速化を図ることができ、経営効率を改善することができる。

上に示した表からは、一般的な傾向として、発電会社が経営トップにより大きな権限を集中していることが確認される。発電会社の経営トップに賦与される決裁権限の金額が大きくなることは、開発事業において実施する投資の金額が巨額となるが故であり、他方、送電、配電企業においては投資の金額は比較的少なく、賦与された権限も少ない金額となっている。発電機関のみをとってみると、EGCB は BPDB とほぼ等しい水準の権限を会長及び社長に賦与している。これに対し、NWPGL では多くのカテゴリーにおいて BPDB を 5 割程度上回る水準の権限を賦与している。

アカウンタビリティ及び透明性の見地からは、権限委譲に関する規則は単純、明快かつ断定的であることが望ましい。BPDB が採用している権限委譲は 2 巻の冊子にまとめられ、それぞれに開発フェーズ及び商業運転フェーズを収めている。EGCB と DESCO では 1 セット数ページの文書に開発、商業運転及び経営管理に関するすべての権限を集約している。NWPGL では BPDB に倣い、2 巻の冊子を用意している。NWPGL の規則は BPDB のそれとの比較において、より明快であり、かつ利用において参照すべき準拠規則、あるいは利用に当たっての指示事項を併記する仕組みを採用しており、利便性の高いものとなっている。調査団としては、CPGCB がより簡素化された様式による権限委譲の整備をおこなうことにより、権限の行使が透明であり、アカウンタビリティに適うものとなることを提言する。賦与される権限委譲の水準としては、類似事業を営む NWPGL が実際に採用して適切であったと評価している NWPGL と同等水準の権限を委譲することが望ましいと理解する。

#### (4) 内部統制

経営者は自ら主体的な行動により企業内における監視活動に関与し、社内における内部統制が有効に機能するような仕組みの構築に務めなければならない。内部統制の仕組みを組み立てるに当たっては、財務上あるいは財務以外の分野におけるリスクを評価し、それらを管理し、有効にモニタリングを行い、不断の監視を欠かすことのないよう配慮することを求められる。これらを的確に実施するためには、効率的な情報伝達及び通信網の整備が必要である。経営者は以上の基本を踏まえて、具体的に内部統制において経営陣が果たす役割、社内監査役及び社外監査役、あるいはその他関係当事者の役割を明確に定め、それぞれが任務に当ることが不可欠である。内部統制は以下のような役割を果たすことにより、会社の目的に貢献することを目指すものと位置づけられる。

- ◆ 会社の資産及び株主の投資価値を保全すること
- ◆ 会社にとって過大なリスクを背負うことがないよう配慮すること

- ◆ 社内及び社外に対し、信頼度の高い情報・報告を提供すること
- ◆ 法律・規則の遵守に務めること
- ◆ 事業の有効性及び効率性の向上に努めること

内部統制を構成する要素としては、統制環境、会計システム及び財務管理ポリシー並びに手続き等があり、それにより企業活動が目的を整然と効率的に遂行できるよう支援する。経営者は内部統制組織・機能の構築に当たり、以下のような項目を組み込むことが重要である。

- ◆ 信頼度の高い統制システム  
経営者は事業活動の推進に関する信頼度の高い統制システムを構築し、信頼度が高く、適時性の高い正確な情報を収集する。
- ◆ 資産の保全  
経営者は有形資産及び無形資産について第三者によるアクセスを制限し、資産台帳と資産現物の照合を行うこと等により資産の保全を行う。
- ◆ 資源の最適利用  
経営者は経営資産について最適配分を行い、資源配分の重複あるいは非効率利用を排除する。
- ◆ 錯誤及び瑕疵の予防  
経営者は手続きを定めて実施することにより、錯誤を削減し、錯誤あるいは不正行為から会社の資産を保全する。

#### (5) アカウンタビリティとディスクロージャー

アカウンタビリティは与えられた責任であり、上級レベルの責任者・監督機関に対する報告義務、外部の利害関係者に適切な説明を行うことによって遂行、充足される。アカウンタビリティの領域に属する事項として以下のようなものが挙げられる。

- 消費者あるいは公衆に対する回答
- 品質に関する意思決定
- 強固な内部統制
- ポリシー及び手続きに関する知識並びに有効なコミュニケーション
- 組織全体を把握する知識
- リスク管理に関する施策の構築と実施

ディスクロージャーについては以下のことが言える。会社が行う財務に関する報告及びすべての情報開示については全て取締役会に監督責任がある。取締役会は会社の財務及びその他の情報開示に関する活動をレビューして、会社が監督規則等が要求している内容に合致して情報開示をおこなっているか、確認を行わなければならない。監査役は会社が行う情報開示がその内容、時限性、正確性において十分であることを確認し、それらが完全であり、会社の重要な情報を網羅し、かつ監督機関の規則・制度に合致していることを確認する。経営者は以下の諸点に留意をしつつ、透明性の高い情報開示に努めることが求められる。

- 透明性の高い情報開示とは優れたコーポレートガバナンスの一部であり、利害関係者との間の信頼関係の醸成につながる。
- 適切な情報開示の欠如は会社運営の効率性及び業績に負の影響を与える。

- 会社にとっては利害関係者と意思疎通を行う手段は常に増加、拡大しており、コスト効率において進歩が続いている。

#### 12.4.3 プロジェクト実施のための資金調達

「バ」国の公営電力セクターにおける開発事業のための資金調達は以下のような手法によって行われている。本件プロジェクトを実施するための資金調達スキームを構築する上では、CPGCBL はこれらの実施手法を参考として、開発事業を有効にする上で適切な金融手段とスキームの構築に努めなければならない。

##### (1) 政府におけるプロジェクト承認手続き

政府における個別プロジェクトの選考プロセスは厳密な選考手順を経て行われる。本調査が対象としているような大規模プロジェクトについては、実施機関となることを目指す機関は Development Project Proforma/Proposal (DPP) と呼ばれる基本書類を作成し、政府による内容審査を経て Executive Committee of the National Economic Council (ECNEC) に上程、審議、採決を経てプロジェクトが採択される。実施機関が作成する DPP はまず MPEMR に提出、承認を取得する。MPEMR による承認の後に同書類は Planning Commission に提出され、同庁による審査の後に ECNEC に付議される。規則では総投資額が Tk 250 百万を超えるプロジェクトは ECNEC の承認が必要であるとされている<sup>5</sup>。ECNEC は首相が議長を務め、通常月間 2 回開催、年間を通して常時案件を審査する体制にある。ECNEC に上程された DPP は、まず事前段階として関係各省庁の実務レベル代表者によって構成される Project Evaluation Committee (PEC) で審議され、その後 ECNEC の本会議にて審議、採決される。DPP はその基本において以下のような構成をとっている<sup>6</sup>。

- ◆ Part A: プロジェクトの概要
- ◆ Part B: プロジェクトの詳細
- ◆ Annexures

##### (2) ドナーによる資金協力

プロジェクトの開始に当たり、実施機関では DPP の作成作業と同時に監督官庁の承認の取得のための準備作業を開始しなければならない。ドナーによるプロジェクト審査が行われ、プロジェクトの範囲及びコストについての合意が得られ次第、DPP の作成が行われ、監督官庁および政府の承認手続きが行われることとなる。

ドナーとの借款契約の交渉は、それに先立って関係省庁間における協議による合意が得られなければならない。通常の場合、関係する省庁としては、Planning Commission、Finance Division (MOF)、Ministry of Law, Justice and Parliamentary Affairs、National Board of Revenue 及び Ministry of Foreign Affairs が挙げられる。借款契約はドナーと「バ」国政府の間で調印される。政府を代表するのは、MOF の Economic Relations Department (ERD) である。政府はドナーから受け入れる借款を実施機関に転貸するために実施機関との間で転貸契約書 (subsidiary loan agreement)

---

<sup>5</sup> ERD, “GOB Project Approval Process” Aug. 2010

<sup>6</sup> ERD, “Project Processing Procedure (Guideline for DPD and TPP Preparation, Processing, Approval and Revision), 2005

を締結する。転貸契約の基本条件は ERD が発行した通達、“Lending and Relending Terms of Local Currency/ Foreign Loans” dated March 17, 2004<sup>7</sup>に定められている。政府が BPDB 及びその子会社を相手として、ドナーから受け入れた資金及び政府予算からの支出を行う条件としては、(i) ドナーから受け入れた資金の供与方法：資金量の 100%を借款形態で転貸する、(ii) 政府予算から支出する資金は、出資：60%、融資：40%とする、(iii) 返済期間は据置 5 年間を含む 20 年とする、(iv) 適用金利は、外貨借款の転貸については 3.0% p.a.、内貨借款については 4.0% p.a.とする<sup>8</sup>、(v) 政府予算から支出される融資は 5.0%p.a.<sup>9</sup>とする。転貸条件の各項目は関係省庁間の協議において、プロジェクトの実情に応じて弾力的に対応されると言われている。実際に行われた転貸契約をみると、各種のプロジェクトにおいて関係官庁間の協議あるいは ECNEC におけるコメント等を事由として、基本条件から乖離したレベルで合意されたケースが確認されている。

借款を供与する条件の決定に際してドナーは借款契約の中に、借款の目的、融資適格対象項目、総所要資金に対する融資上限比率等の制約を付することがある。しばしば非適格対象項目とされる項目として、用地取得費、税金及び管理費用等がある。従って、ドナーとの間に締結する借款契約は総所要資金の金額との間に相当な乖離を残すこととなる。差額部分について資金を供給する手段として、国家予算からの出資及び融資による資金供給の仕組みがある。電力セクターにおけるドナーの活動は先に第 3 章にて詳述した。

### (3) 政府による資金供給

DPP では、プロジェクト・コストの積算金額をコンポーネント毎に記述し、併せて資金の源泉毎に資金供給の方法を Part-A において記述することとされている。資金供給方法の記述においては、借款、クレジット、贈与、出資、その他等を資金ソース毎（「バ」国政府からの資金を含む）に計算し、記述しなければならない。総所要資金からドナーが供与する資金を控除して残る差額については国家予算からの資金供給として記述することができる。コストの積算においては総所要資金の中に、運転開始時に要する運転資金を含めることが認められている。初期運転資金についてはドナー借款では対象とされないケースもあるが、DPP に適切に計上されていることにより、政府からの資金供給の対象に含めることができる。政府は差額についての資金供給を行うにあたり、資金量の 60%を出資により提供、残り 40%を借款により供与する。資金供給の条件は関係省庁間の協議あるいは ECNEC におけるコメント等を参照として決定される。

### (4) 実施機関の自己資金もしくは商業借入による資金調達

総所要資金が Tk 70 百万を超えるが、Tk 250 百万を超えないプロジェクトに関する承認は、PEC による審議を経た上で、計画庁大臣が認可することとなっている<sup>10</sup>。総所要資金が Tk 70 百万以下のプロジェクトについては実施機関が自らで意思決定をすることができる。投資のために必要な資金を確保しているかの状況により、実施機関は自己資金を投入する、あるいは商

<sup>7</sup> ERD Circular, “Lending and Relending Terms of Local Currency/ Foreign Loans” March 17, 2004

<sup>8</sup> ERD Circular, “Lending and Relending Terms of Local Currency/ Foreign Loans” March 17, 2004

<sup>9</sup> 現在の慣行では政府予算融資は金利 3.0% p.a. で提供されている。

<sup>10</sup> ERD, “GOB Project Approval Process” Aug. 2010

業金融による借入を利用してプロジェクトを実施することも認められている。現在、公営電力セクターの一角には相当量の自己資金をもって事業を行う力を備えた機関の台頭が認められている。例えば APSCCL では、近年自己資金により 53MW ガス火力発電プラント（総所要資金：US\$ 41 百万プラス Tk 203 百万）の建設を実施、2011 年 4 月にプラントの完成を見ている。別の事例では、DESCO が自己資金の投入により複数のプロジェクトを実施していることが確認されている。

#### (5) CPGCBL の資金調達に関連する提言

石炭火力発電所の建設事業はプラント本体の建設に加えて、発電プラントを稼働、運転するために必要な関連施設及びインフラの整備を必要とする。関連施設としては、送電線、アクセス道路、燃料炭の輸送、港湾（含む荷揚げ設備）、貯蔵設備等が含まれる。多面的な開発が要求されており、発電プラントを長期間運営維持するためには巨額の確固たる安定資金の確保が不可欠である。政府が国民に対する安価で安定した電力を供給することを目的として、国際的ドナーによる譲許性の高い資金提供を求めるのは至極合理的である。

ドナーによる協力を得るためには、内容の充実したプロジェクト計画をまとめ、DPP を作成し、政府による承認を得ることが不可欠である。DPP はドナーによる審査結果を十分に反映したプロジェクトの仕様と緊密な整合性を有するようにまとめられなければならない。DPP に記述されるプロジェクトの総所要資金の中には、プロジェクトの実施に必要なコストを関連施設及びインフラを含めて記述しなければならない。実施機関はドナー借款を利用することに関して、各ドナーが設定する規則及び手続き、調達ガイドライン、コンサルタント雇用ガイドライン、社会環境配慮ガイドライン等を含めて遵守することを要求される。以上に従い、CPGCBL では高度なレベルの DPP を作成し、政府の承認機関である ECNEC に提出することを求められる。プロジェクトの所要資金には税金、輸入関税、付加価値税、源泉徴収税、土地収用費等も含まれるが、通常これらの項目はドナー借款の非適格項目として分類され、融資の対象から除外されることに留意が必要である。

#### 12.4.4 運転資金の調達

「バ」国で行われる開発プロジェクトでは以下のような方法で運転資金の調達が行われている。プロジェクトの資金調達スキームを検討する上で、CPGCBL は現在行われている手法について通曉し、それらを参考として、自社のプロジェクトを実施するにもっとも適した方法を考案、実施しなければならない。

##### (1) 操業前費用に係る資金調達

プラントの建設に係る支出の他に、CPGCBL はプロジェクトとは直接関係のない費用の支出に直面する。例えば、取締役に対する報酬、本部役職員の人件費、事務所賃借料、交通費、輸送費、法務費用等といったものがそれにあたる。プロジェクト外の必要経費として別途の資金手当てがおこなわれなければならない。但し、そうした費用の一部は本部管理費としてプロジェクト・コストに算入することが可能である。少し性格は異なるが、プラントの操業開始前には数か月にわたって試験運転が行われるが、試運転のための燃料についても大きな支出が伴う

こととなる。BPDB が許容している取引慣行として、BPDB は試運転に関する燃料費を発電企業の代わりに立て替え払いを行い、後日商業運転開始の暁に、発電企業から購入する電力の一部代金と相殺による決済を行っていることが確認される。商業運転期間中の電力販売価格と異なり、燃料立替えに相当する電力価格には燃料以外の価格構成要素（O&M 費等）の計上は認められないとされている。DPP に計上される支出項目は政府予算の ADP 予算によって出費されるが、DPP に計上されていない費用については、ドナーによる借款及び政府予算による支出ともに行われなため、実施機関として留意が必要である。過去の事例では、政府予算によってカバーされない項目の一部については、BPDB が子会社に対して無利息の借款の形で提供されたケースも報告されている。

## (2) 商業運転のための運転資金の確保

商業運転の開始以降については、会社は十分な運転資金を用意し、多数の支出項目について必要な支出を行い、電力販売収入から得られる現金の回収をもって支出した資金の回復に充てることとなる。会社としての主な支出項目は、人件費、燃料費、保守修繕費、借入金の元利金返済等があげられる。それら支出項目の支払スケジュールは一般に固定されており、会社の資金事情によって弾力的に対応可能というものではない。燃料炭の輸入には通常の場合、輸出国側における船積みの時点で支払を要求されるが、CPGCBL にとっては当該石炭が「バ」国の港湾に到着する以前に代金の支払いを求められるといった状況に対応することが必要となる。

会社にとっての収入は BPDB に対する電力の販売から実現するが、実際の支払条件は PPA において規定される。現実には他の公営発電機関との間に締結した PPA 契約において、BPDB は請求後 45 日後支払を通例としている（IPP に対する支払いは請求書後 30-45 日）。燃料炭に対する支払を行った時点から当該石炭代金の回収までに CPGCBL としては、海上輸送期間：約 1 ヶ月、貯蔵期間：約 2 ヶ月、発電と請求：平均 3 週間、請求書後の回収期間：1.5 ヶ月となる。結局、これらの合計でおおよそ 5 ヶ月間の期間を要することとなる。PPA における電力料金の支払いは 2 つのカテゴリー、固定費(capacity payment)及びエネルギー費(energy payment)によって構成されている。固定費は会社において発生する固定的な費用、O&M(固定費)であり、エネルギー費は燃料費、O&M(変動費)をカバーしている。インフレあるいは為替変動等による費用の変動は、項目に応じて固定費あるいはエネルギー費に反映され、CPGCBL として最終的な負担を BPDB に転嫁する仕組みとなっている。

会社が操業開始に必要なとする初期運転資金は、DPP に適正に計上されることにより、政府予算による資金提供が可能である。初期運転資金とは、プラントの正式稼働を前に試験的な運転を行うが、この時に必要とする燃料の費用が該当する。初期運転資金の供与は、当初 1 回のみであるところから、会社としては爾後の資金調達を自らでおこなわなければならない、それに対する対応として、会社が支出する主な項目の支払期日を、電力収入の回収と同期をとるべく努めることにより、運転資金の使用を最小限に止めなければならない。運転資金を確保する目的では、会社は稼働開始前に燃料輸入 5 ヶ月分に相当する運転資金並びに標準的な O&M に必要な資金量を確保することが重要である。初期に十分な資金量を確保することができれば、会社は確保した資金を回転使用することにより、相当期間資金不足をきたすことなく操業を継続することができる。

PPA の下では、固定費は、プラントの稼働率一定水準以上に維持されるのであれば、実際のプラント・ファクターの変動には無関係に一定金額に保たれることとなっている。但し、固定費はプラントの稼働率が契約した最低水準を下回る場合には、低下の度合いに応じて按分して削減される。会社としては、プラントの稼働率に未充足が発生する場合には資金不足の事態に遭遇することが想定される。しかし、現在の慣行では、そのような資金不足が発生する場合には、BPDB が子会社を窮状から救うための資金融通（有利息）を行うことがあると言われている。ただし、この説明をエンドースする文書等は確認されていない。

(3) プラントのメンテナンス用運転資金

PPA では、O&M 費用の内固定費の部分は固定費にて、他方変動費の部分はエネルギー費にてカバーされている。CPGCBL は、ここでも、O&M 費用を支出するための運転資金が必要である。O&M 費用の主なものとしては、スペアパーツの購入、O&M コントラクターに対する支払等があげられ、これら支払いに見合う資金の回収は再び電力料金の販売、現金回収までの期間的猶予が必要となる。スペアパーツの初期調達も DPP に計上することが可能であり、ドナーもしくは政府のいずれかによって資金提供が可能である。

(4) CPGCBL に対する資金調達スキームに関する提言

プラントの稼働前の運転期間に必要なとされる燃料調達費用はプロジェクト総所要資金の一部として DPP に計上すべきことを述べた。プロジェクトは他にも、稼働直前の時点において稼働後にプラントが必要とする燃料の調達、その他経費の支出を行うことが必要となる。それらに対する支出は初期運転資金として認識される。さらには、以上に加えて、燃料炭輸入（試運転用及び商業運転用）に関する金融費用（金利負担）について PPA において支払われることを明確化するのが至当である。CPGCBL としては、DPP においてプロジェクト・コストに加え、プラント試運転用の燃料費を含めて初期運転資金を明記し、DPP の全体がドナーもしくは政府によって資金提供されるよう確保することが重要である。

#### 12.4.5 予算管理

(1) 事業予算

予算の本質的な意味は、対象とする期間における物理的及び財務的な計画目標を定めるものであり、様々な事業活動に財貨を投入し、産出物を得る上での基準及び尺度を設定するものである。経営にとって評価と統制を行うために有効なツールである。予算を編成することにより、経営者は事業から得られる資金量を予測することが可能となり、資金を必要とする投資計画並びに債務履行に関する計画を設定、執行することが可能となる。予算は操業中の収支を対象とする経常予算と新たな設備投資を対象とする開発予算に大別される。経常予算はプラントの操業・稼働に関連するすべての部署を対象として作成される。予算編成時には建設中であっても年度内に操業開始を計画しているプロジェクトについては操業開始後の運営に関して経常予算を編成する。但し、商業運転開始前の試験操業の段階で発生する収入及び支出は操業前収支

として開発予算の中に組み込まれる。一方、操業開始後のステージにあるプラントに関する改良、拡張、追加、更新等に関する投資は開発予算の一部として処理することが妥当である。

## (2) 開発予算

開発予算については海外ドナーからの資金と国内資金の双方に財源を求めて実施する。BPDB では、予算の編成は Director Project が中心となって編成するが、資金調達並びに管理は Director Finance に委ねている。予算編成の手順としては毎年 12 月に、開発、計画、システム各部門からの情報に基づき「プロジェクト計画書（Project Plan）」が作成され、BPDB 役員会及び MPEMR によって議論、審議される。BPDB 取締役会が承認した後、予算案は MPEMR に送られる。MPEMR によって承認された計画は計画委員会（Planning Commission）に送付され、計画委員会は関係省庁と協議を行い、最終的には ECNEC（国家経済審議委員会）が承認、予算案を決定する。承認される開発予算は「年次開発プログラム（ADP: Annual Development Programme）」として政府が資金を支出する根拠となり、実施される。ECNEC で承認された DPP は自動的に ADP に組み込まれて実施される。予算上の制約がある場合にはプロジェクトの優先度を決定し、予算手当てを行う事業を決定する。この段階の承認が得られたプロジェクトが開発予算の対象となり、予算編成作業に組み込まれることになる。

## (3) 経常予算

他方、収益予算は設備の保守運転等経常支出に係るものであり、財源は国内資金のみ、予算編成の責任は Director Finance に委ねられている。予算編成の主な対象科目は、収入面では電力販売収入、その他収入、政府補助・グラント等が予算編成対象であり、経費面においては、燃料購入、電力購入、保守修繕費、人件費、一般管理費、減価償却費、借入金利息等である。予算編成作業は毎年 11－12 月に開始される。Director Finance が予算に関連する各部署に対し、予算に計上すべき予算支出費目と金額の提出を指示する。提出を求められる予算は当年度の予算修正及び次年度の予算編成の双方がその対象となる。各部署は当年度の前半 6 ヶ月の支出実績データの提出を求められ、同時に後半 6 ヶ月の予想並びに予想が年度計画から離反する場合には差異の理由を求められる。全てのフィールドスタッフからの予算申請が出揃った段階で、Director Finance がフィールドの責任者を招集、予算原案についての協議と調整を行う。両者間で議論された予算案は理事会に付議される。フィールドユニットに対する配分を含めて理事会で承認された予算は財務省に送付され、財務大臣が承認する。政府によって承認された予算については各ユニットに通知され、厳格に守ることを要求され、限度を超過する場合には Director Finance の承認を得なければならないとされている。

## (4) 予算／実績の乖離

BPDB では予算管理が厳しく行われている。管理の結果である当該年度の予算と実績を毎年の年報に掲載、公表を行っている。2010/11 年度の予算及び実績は次表の通りである。



表 12.4-7 BPDB における予算と実績の対比 (FY 2010-11)

	FY 2010/11			
	予算 (Tk 百万) *1	対前年度実績比増加率	実績 (Tk 百万)	乖離 (%)
営業収入				
電力売上	83,649	22.2%	77,304	92.4
その他収入	3,223	17.9%	4,304	133.5
営業収入合計	86,872	22.2%	81,608	93.9
営業費用				
燃料費	19,153	17.0%	19,065	99.5
減価償却	7,701 *2	3.1%	7,659	99.4
修繕維持費	3,581 *3	75.6%	3,000	83.8
電力購入	91,558	113.9%	83,701	91.4
送電費用	1,765	54.8%	1,394	79.0
その他営業費用	2,121	34.8%	1,969	92.8
配電費用	3,432	32.6%	2,986	87.0
管理費	1,239	9.1%	1,520	122.7*4
営業費用合計	130,551	73.8%	122,761	94.0
営業収益／損失	-43,678	1,000.9%	-41,153	94.2
営業外費用				
資産保険基金	15	0.0%	15	100.0
借入金利息	3,226	41.3%	2,896	87.1
為替差損益	-145	51.0%	-2,143	1,480.7
営業外費用合計	3,486	45.6%	5,053	145.0
純利益／損失	-47,165	641.8%	-46,206	98.0

(注) \*1: 改訂後予算 FY 2010-11 (Annual Report FY 2010-2011)

\*2: 前年度末における稼働中プラント残高 (グロス) の 2.5%

\*3: 前年度末における固定資産残高 (グロス) の 1.2%

\*4: 当初 O&M 費用として予算計上されていたもののうち一部 Tk 305 百万について後日管理費への移転が行われたことによる乖離の発生。同移転を除く、ネットベースでの管理費の実績は 98.45%であった。

(出典) BPDB, "Annual Reports FY 2010-11"

上表では、BPDB においては期初における予算編成当時より大きな赤字が予想されており、実績においても予算管理努力にも拘わらず、予測されていたと大きく差異のない結果に収まっている。売上収入が予算を 6% 下回った一方で、経費についても予算を 6% 下回って着地した。収入、経費の両サイドの予算未達はバランスしていたが、赤字の圧縮は 2% を達成したのみであった。以下の事実が注目に値する。(i) 減価償却は前年度末稼働プラントのグロス残高の 2.5% が予算に計上された、(ii) 同様にメンテナンス予算として前年度末固定資産残高 (グロス) の 1.2% が計上された。BPDB では伝統的に減価償却費として稼働プラントの 3.2% を計上する方針を持っていた<sup>11</sup>。上表が掲げる減価償却は予算計上の段階ですでに従来の方針から逸脱しており、実績においてはさらに下回る結果となっている。少し歴史をさかのぼってみると、BPDB

<sup>11</sup> BPDB, "Annual Report FY 2010-11"

では FY 2005-06 に 3.0%を計上<sup>12</sup>、FY 2001-02 には 3.1%を計上していたことが確認される<sup>13</sup>。同様に O&M 予算について、BPDB では FY 2005-06 に前年度末固定資産残高（グロス）の 1.6%を計上、FY 2001-02 には 1.5%の計上を行っていた。BPDB では近年明らかに減価償却及び O&M に計上する予算を削減する傾向が認められる。反面 BPDB では、自社の O&M 予算を削減する一方で、子会社と締結する PPA においては手厚い O&M 経費の計上を容認している。例えば、APSCCL との PPA においては、2007 年に締結した PPA において、APSCCL の前年度末固定資産残高（グロス）の 3.0%を O&M 費用として計上することを認めている<sup>14</sup>。今ひとつの注目は BPDB の O&M 費用の実績における未達である。FY 2010-11 年度においては、予算の執行率が 83%にとどまり、17%が未消化となっている。この事実からは、BPDB におけるメンテナンスが実施できないような事情の存在が推測される。未消化の原因には、プラントの操業をメンテナンスのために停止することができなかつたか、あるいは、技術者、スペアパーツ等の調達ができなかつた故に維持修繕が行えなかつたか、等の要因が考えられる。BPDB においてはそれら阻害要因を除去することに努力が払われなければならない。CPGCBL においては BPDB のケースを他山の石として学習し、自らのプラントで同様の事態を招かぬよう体制の整備に努めることが肝要である。

## (5) 提言

### 1) 予算日程表

現場における予算に対する意識を高め、有効な予算の編成、実施を進める上では、予め定めた日程と編成の手順をマニュアル化しておくことが重要である。日程表においては予算編成に関して、「何時の時点で」、「どのような作業を」、「誰が」、「何時までに作業結果を本部に提出する」の諸点について明確なフレームを決定、規則化しておくことが予算編成及び管理の厳格化に帰するところとなる。予算編成の各ステップをこのような形で明確化することにより、予算編成を予定期間の中で完成することが担保される。編成する予算を有効なものとするためには、開発予算及び経常予算を編成すると同時に、在庫予算及び本部間接費予算を編成、相互の連携を確保することが重要である。予算編成の手続きと日程はシークエンシャルな予算編成フローを用意して実施することが効果的である。予算編成日程表には、節々にマイルストーンを設定、関係部署に期限の厳守と励行を促すことが有効である。次の表に現在の環境下において適応が可能な予算編成表の一例を示す。

---

<sup>12</sup> BPDB, “Annual Report FY 2005-06”

<sup>13</sup> BPDB, “Annual Report FY 2001-02”

<sup>14</sup> BPDB, “Power Purchase Agreement between BPDB and APSCCL (draft)”, 2007

---

表 12.4-8 予算編成日程表

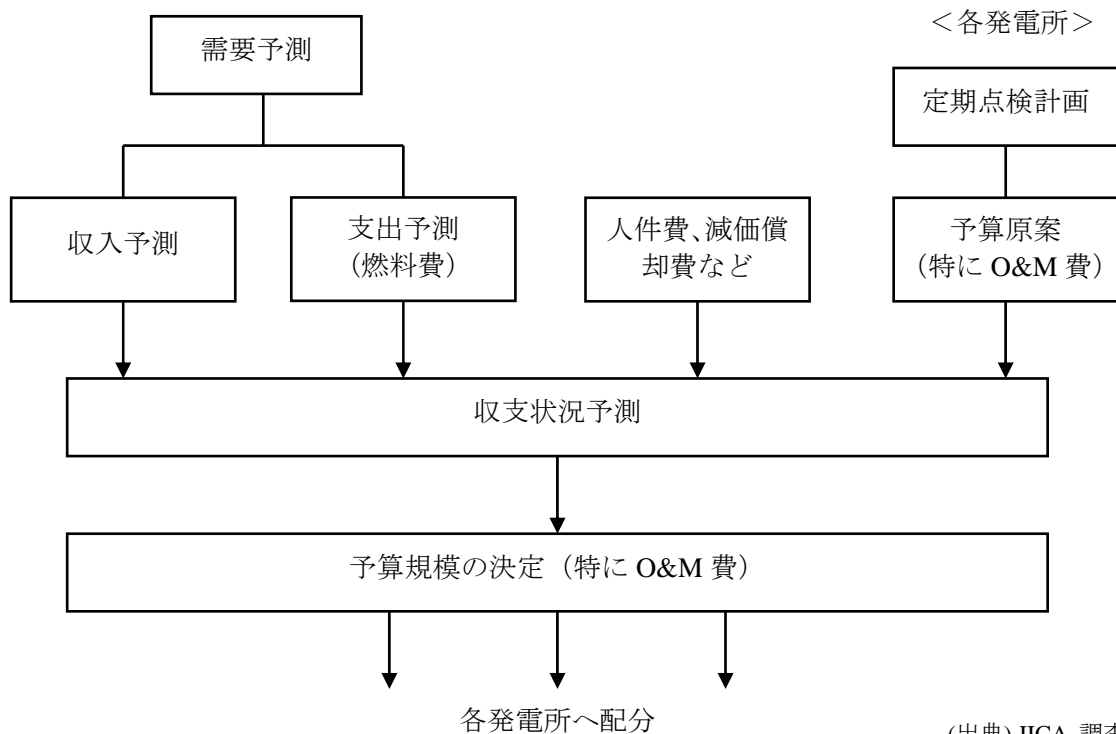
活動	日程	
	発電所	本社
予算編成に関する通達		1月第1週
予算編成作業開始	1月第1週	
予算ユニットにおける予算第1次案作成	2月第1週	
発電所、事務所内予算委員会における第1次案のレビュー・協議	2月10日以前	
発電所、事務所の予算原案決定、本社宛提出		2月15日以前
予算原案に基づく予想財務諸表作成		2月25日以前
本部各部に対し予算原案及び予想財務諸表を送付		2月末日以前
各部署からのコメントとりまとめ		3月第1週以前
予算原案のレビューと発電所、事務所との協議		3月第3週以前
予算案を本社予算委員会に諮問、承認の取得		3月25日以前
承認済み予算について発電所、事務所に説明		3月末日以前
最終予算案を監督官庁に提出	4月末日以前	

(出典) JICA 調査団

## 2) 収益・経費予算

収益予算については、電力販売収入の見込みが最も重要な基礎となる。販売量を予測、計画化作業を行い、それに販売価格を乗じて売上げを予測する。販売量の計画から発電量を計画し、計画した電力量を発電するためにどれだけの経費が必要であるかを検討、経費予算を策定する。経費予算は発電用燃料の購入のほかに、人件費、維持修繕費、減価償却費、借入金利息、本部管理費等を含むものとなる。経費予算については、発電所単位での達成／未達成を評価するに留まらず、組織を現実的な範囲内において単位ユニット化し、ユニット毎に予算を配分し（責任予算制度の確立）、ユニット単位での予算・実績の評価を行うことが望ましい。

運転保守については設備の効率と安定した運転を可能にするべく十分な O&M 予算を配分し、計画的なメンテナンスを行うことを提言する。発電設備を効率的に運用していくためには、必要な時期にきちんと定期点検を実施し、点検実施により判明した悪さ加減を踏まえて、必要な修繕工事を行っていくことが重要である。一方、CPGCBL として、収支状況を十分見極めて年度の予算規模を決定する必要がある。収入及び燃料費、O&M 経費、人件費、減価償却等の経費を勘案した予算編成のフローは次図のようなイメージで理解することができる。



(出典) JICA 調査団

図 12.4-3 収益・経費予算編成のフロー

「収支状況の改善」と「的確な保守の実施」というトレードオフの関係にある命題を解決する一つの策として、特に日常の O&M 費についてはヤードスティック制の導入を提案する。ヤードスティック制では、各発電所の機器の状況を数値化し、その数値に基づいて、総枠の O&M 費を各発電所に配分するものである。数値化する指標の例としては以下が上げられる。

- ◆ Dependable Capacity
- ◆ Number of start & stop (年間、累積)
- ◆ Equivalent operation hour (年間、累積)
- ◆ Number of forced outage
- ◆ その他 (抱えているトラブルの深刻度があるが、数値化が難しい項目である。)

なお、発電所に配分された予算については、発電所長の采配により、ある程度自由度を持った使用が可能な制度とすることが望まれる。

#### 12.4.6 財務シミュレーション

財務モデル構築の目的は、企業全体の事業計画を推進するに当たり、企業の財務がどのように展開するかを把握し、事業計画の推進が財務あるいは営業面でフィージブルなものとなり得るか、あるいは事業計画全体のフィージビリティを可能にするような電力タリフのレベルがいかなる水準にあるかといったことを検討することにある。確固とした財務体力を実現するためには明確な資金調達計画の策定が重要である。資金調達計画を作成する過程を通じて、事業の完成時期の明確化、金融コストが投下資本及び競争力に与えるインパクトを把握することができ

る。さらに財務モデルは操業期間中の運転資金の調達をどのように進めるべきかを検討するためにも有効なツールとなる。本分析において使用する財務モデルは Appendices に掲出する。

財務モデルに対する投入は以下の計画値で構成される。

- ◆ 資本構造
- ◆ 投下資本
- ◆ 収入計画
- ◆ 事業拡大計画

財務モデルの成果物としては以下を予定する。

- ◆ 損益計算書
- ◆ キャッシュフロー計算書
- ◆ 貸借対照表
- ◆ 感度分析
- ◆ 主要財務レシオ

モデルに対して投入する変数は事業に関する主要な変化及び事業の進むステージに応じた対応が必要である。例えば、資金調達計画はプロジェクト着手の初期には、DPP/RDPP によって計画されているところを入力するが、プロジェクトが進行するに従い、EPC 契約に含まれる資金調達の詳細をもって置き換えるといったことが必要になる。

成果物は一定の前提条件及び経営目標値をベースとして構築されていることを念頭におくことが必要である。財務モデルは事業の拡張に応じて投資計画を実施する可能性について対応するとともに、事業シナリオの変更に起因する追加資本投入を必要とするケースについて事業のバイアビリティをテストするといった目的にも使用が可能である。さらには、財務モデルはプロジェクトのライフに亘って、電力販売契約あるいは燃料調達契約等外部との契約条件を反映することが可能となっている。事業を推進する過程においてこの種契約の交渉に当る局面では、財務モデルを用いたシミュレーションを行いつつ交渉を進めるといった用途にも有効に機能する。

本報告書の第 14 章において財務モデルの構築と構築されたモデルを使用しての財務シミュレーション及び分析作業を行う。

## 12.5 リスク管理

### 12.5.1 リスクの把握

大規模なインフラ開発事業の実施にあたっては多様かつ複雑なリスクとの直面が常である。そのような事業の実施に当たっては、それらリスクを正しく認識し、その負担を明確にしておくことが致命的な課題となる。プロジェクト・ファイナンスの手法を駆使する国際的金融機関では、インフラ開発事業については徹底的な分析により、プロジェクトが顕在的、潜在的に当面するリスクの洗い出し、認識、分析を行い、それらに対する緩和のための対策を講じることが基本となっている。他方、公的セクターにおける開発事業については、民間金融機関によるプロジェクト・ファイナンスとは異なり、政府による金融のアレンジと政府の信用に依存して実施される。特に、ODA 借款を利用して実施されるプロジェクト・ファイナンスでは、実施機関（プロジェクト会社）の事業実施及び債務負担に関する最終的な責任を政府が分担することとなる。金融を提供するドナーとしては事業の実施、完成、運営及び持続性が管理上の焦点となる。ドナーの関心は主として、事業の円滑な実施、効率的な運営、所期どおりの成果産出、事業効果の発現とインパクトの達成がなるかに置かれることとなる。プロジェクト・ファイナンスで用いられているリスクの認識と分担に関する手法は政府部門によるインフラ開発に対する金融の組成においても有効な面を多く備えている。一般的に言って、大規模インフラ開発事業は以下のような重大なリスクと境界を接していると理解される。

- ✓ 政治リスク
- ✓ 実施機関の能力リスク
- ✓ 自然災害、天変地異等
- ✓ 重大事故の発生
- ✓ 事業完成リスク
- ✓ 社会・環境リスク
- ✓ 経済・財務バイアビリティ・リスク
- ✓ 燃料調達リスク
- ✓ 送電線等関連インフラ・リスク
- ✓ その他

### 12.5.2 リスクの分析

上述のリスクの個々についてレビューを行い、それらに対する事業実施上の緩和策について検討した結果は以下の表の通りとなる。

表 12.5-1 原因別リスクの認識 (プロジェクト稼働前)

リスク・カテゴリー	副カテゴリー	リスクの概要	リスク負担者			リスク・カバーのための契約	リスク緩和方策	緩和策を講じない場合のインパクト
			政府/ BPDB	CPG CBL	共同 負担			
政治リスク	戦争・動乱等	工事の中断、破壊等	X (GOB)					・事業の延期、中断、建設途上の破壊等
	政府による収用	収用による中断、効率低下等	X (GOB)			・ Implementation Agreement (IPP)		・ 同上
	外国為替管理	為替管理の変更	X (GOB)			・ Implementation Agreement (IPP)		・ 同上
	法律・政策・税制変更	電力政策、エネルギー政策、石炭政策、税制の変更等	X (GOB)			・ Implementation Agreement (IPP)		・ 同上
	社会・経済的不安定	騒乱、ストライキ、社会不安等	X (GOB)			・ Implementation Agreement (IPP)		・ 同上
	事業権・操業権	ライセンスはく奪、事業権の変更等	X (GOB)			・ Implementation Agreement (IPP)		・ 同上
実施機関能力リスク	経営能力欠落	経験不足の経営陣に起因するプロジェクト遅延、コスト・オーバーラン		X			・ 経験ある有能人材の採用 ・ コンサルタントの起用	
	財務能力欠落	不健全な財務状態、資本金払込の遅延・不足、コスト・オーバーランに対する資金調達		X			・ 経験ある有能人材の採用	
自然災害	サイクロン				X	・ 保険	・ 設計規格(海拔 10m への埋立、嵩上げ) ・ 保険	
	風波、波浪				X	・ 保険	・ 設計規格(海拔 10m への埋立、嵩上げ) ・ 保険	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

リスク・カテゴリー	副カテゴリー	リスクの概要	リスク負担者			リスク・カバーのための契約	リスク緩和方策	緩和策を講じない場合のインパクト
			政府/ BPDB	CPG CBL	共同 負担			
	地震				X	・保険	・設計規格(海拔 10m への埋立、嵩上げ) ・保険	
	津波				X	・保険	・設計規格(海拔 10m への埋立、嵩上げ) ・保険	
	その他	雷、暴風雨、竜巻、放射能汚染、火災、伝染病等			X	・保険	・設計規格(種々) ・保険 ・その他対策	
重大事故発生	事故の発生	事故の調査、原因究明、対策実施のための工事の中断、遅延等				・保険	・安全管理のための継続的訓練 ・保険	
プロジェクト完成リスク	コンサルタントの能力不足			X		・コンサルタント契約	・事前資格審査による技術能力の評価とスクリーニング	
	EPC 受注企業の能力不足			X		・EPC 実施契約	・事前資格審査による技術能力の評価とスクリーニング	
	サブコントラクターの不出来、怠慢等			X		・EPC 実施契約	・プライム契約企業による作業管理 ・コンサルタントによる監督、管理	
	政府による計画、開発、操業に関する認可、承認の遅延		X (MPEMR)			・株主による支援	・CPGCBL によるプロジェクトの効果的管理	
	建設工事・完成の遅延	建設工事・完成に関する当初設計からの遅延、乖離（関連インフラの建設工事を含む）		X		・建設工事契約	・スポンサー、コンサルタント及び EPC 契約企業による建設工事管理	



バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

リスク・カテゴリー	副カテゴリー	リスクの概要	リスク負担者			リスク・カバーのための契約	リスク緩和方策	緩和策を講じない場合のインパクト
			政府/ BPDB	CPG CBL	共同 負担			
	プラントコスト・資材の増加	コストの増加に起因する資金不足		X		・建設工事契約	・予備費	
	プラント試運転用燃料調達失敗	燃料不足による試運転の中断、中止		X		・燃料供給契約（石炭、ガス、燃料油） ・ガス供給に関する政府保証(IPP)	・供給の安定的確保のための商社活用（GOB もしくは JICA 借款の適用）	
社会・環境リスク	地元政府によるプロジェクト受け入れ拒否	プラント建設着工の遅延	X (MPEMR)			・ Implementation Agreement (IPP)	・ 協議	
	用地取得の遅延	プラント建設着工の遅延	X (MPEMR)			・ 用地賃貸契約	・ 協議	
	住民移転の失敗	プラント建設着工の遅延	X (MPEMR)			・ 用地賃貸契約	・ 協議	
	地元住民による抵抗	プラント建設着工の遅延	X (MPEMR)				・ 協議	
	浚渫許可取得の遅延	プラント建設着工の遅延	X (MPEMR)			・ Implementation Agreement (IPP)		
	陸上輸送路の混雑	建設工程の遅延	X (MPEMR)				・ アクセス道路の建設	
	希少種の出現（動物、植物）	事業実施の中断、中止等	X (MPEMR)				・ 環境影響評価	
	自然環境の汚染、汚濁			X			・ 環境保護ガイドラインの遵守	
	資金不足リスク	キャッシュフローにおける一時的不足（予算支出の遅延等）		X		・ 金融機関からの借入枠設定 ・ 株主による支援（契約）	・ 政府もしくは BPDB による支援	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

リスク・カテゴリー	副カテゴリー	リスクの概要	リスク負担者			リスク・カバーのための契約	リスク緩和方策	緩和策を講じない場合のインパクト
			政府/ BPDB	CPG CBL	共同 負担			
	予算及び資金調達	プラント試運転用燃料調達資金及び稼働前に必要となる運転資金の調達等		X		・金融機関からの借入枠設定 ・株主による支援(契約)	・予算計画の策定と実行のための資金調達	
	外国為替相場の変動	建設コストの予期せぬ増加及び為替差損に起因する資金不足等		X		・金融機関からの借入枠設定 ・株主による支援(契約)	・予備費	
	インフレの昂進	建設コストの予期せぬ増加及びインフレに起因する資金不足等		X		・金融機関からの借入枠設定 ・株主による支援(契約)	・予備費	
	保険リスク	特定付保項目のアベイラビリティ及び保険料率の変動		X		・保険契約	・保険会社、ブローカーとの折衝	
	入札条件を逸脱した入札	事業実施の遅延		X		・入札招聘書、仕様書、資格要件の熟慮	・コスト積算における質の向上	
送電線	用地取得の失敗	送電線建設工事の遅延	X (MPEMR)			・Implementation Agreement (IPP)	・協議	
	連携する送電線の建設遅延	試運転への対応不備	X (MPEMR, PGCB)			・Implementation Agreement (IPP)	・連携する送電線に依存しないプロジェクトの形成	

(出典) JICA 調査団

同様に、稼働後のフェーズにおけるリスクの個々についてレビューを行い、それらに対する事業実施上の緩和策について検討した結果は以下の表の通りとなる。

表 12.5-2 原因別リスクの認識 (プロジェクト稼働後)

リスク・カテゴリー	副カテゴリー	リスクの概要	リスク負担者			リスク・カバーのための契約	リスク緩和方策	緩和策を講じない場合のインパクト
			政府/ BPDB	CPGCBL	共同 負担			
政治リスク	戦争・動乱等	工事の中断、破壊等	X (GOB)					・事業の延期、中断、建設途上の破壊等
	政府による収用	収用による中断、効率低下等	X (GOB)			・ Implementation Agreement (IPP)		・ 同上
	外国為替管理	為替管理の変更	X (GOB)			・ Implementation Agreement (IPP)		・ 同上
	法律・政策・税制変更	電力政策、エネルギー政策、石炭政策、税制の変更等	X (GOB)			・ Implementation Agreement (IPP)		・ 同上
	社会・経済的不安定	騒乱、ストライキ、社会不安等	X (GOB)			・ Implementation Agreement (IPP)		・ 同上
	事業権・操業権	ライセンスはく奪、事業権の変更等	X (GOB)			・ Implementation Agreement (IPP)		・ 同上
実施機関能力リスク	経営能力欠落	経験不足の経営陣に起因するプロジェクト遅延、コスト・オーバーラン		X			・ 有能人材の採用 ・ インセンティブ制度	
	財務能力欠落	不健全な財務状態、資本金払込の遅延・不足、コスト・オーバーランに対する資金調達		X				
	O&M 能力欠落	事故、維持修繕費用の増加及び運営効率の低下		X			・ 職員訓練制度 ・ インセンティブ制度	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

リスク・カテゴリー	副カテゴリー	リスクの概要	リスク負担者			リスク・カバーのための契約	リスク緩和方策	緩和策を講じない場合のインパクト
			政府/ BPDB	CPGCBL	共同負担			
	契約外注先の能力欠落	契約にある成果目標の未充足		X		・外注契約	・訓練制度の高度化 ・外国技術者の動員	
自然災害	サイクローン	石炭運搬船の継続的停泊不能期間			X	・保険	・設計規格（石炭貯蔵期間：60日） ・保険	
	風波、波浪				X	・保険	・設計規格（海抜10mへの埋立、嵩上げ） ・保険	
	地震				X	・保険	・設計規格（耐震構造） ・保険	
	津波				X	・保険	・設計規格（海抜10mへの埋立、嵩上げ） ・保険	
	その他	雷、暴風雨、竜巻、放射能汚染、火災、伝染病等			X	・保険	・設計規格（種々） ・保険 ・その他対策	
重大事故発生	重大規模の事故発生	プラントの長期間操業停止		X		・保険	・予防的メンテ ・保険	
プロジェクト完成リスク	設計された性能発現に失敗	産出量減少に起因する収入減少		X		・建設工事契約	・性能保証期間の延長	
	プラント性能の予期せぬ低下	非効率化による燃料消費量の増加あるいは産出量減少に伴う収入の減少		X		・建設工事契約	・定期的保守作業	
社会・環境リスク	漁業に対する負の影響	プラント操業の中断あるいは稼働率の低下			X	・保険	・温排水の再検討	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

リスク・カテゴリー	副カテゴリー	リスクの概要	リスク負担者			リスク・カバーのための契約	リスク緩和方策	緩和策を講じない場合のインパクト
			政府/ BPDB	CPGCBL	共同負担			
	陸上輸送路の混雑				X		・アクセス道路の建設	
	自然環境の汚染、汚濁			X			・環境保護ガイドラインの遵守	
	環境機器の不調、劣化	プラント操業の中断あるいは稼働率の低下		X		・プラント・メーカーの保証 ・保険	・定期的保守 ・保険	
経済・財務バ イアビリテ ィ・リスク	販売及び回収リスク	販売価格の原価割れあるいは回収遅延		X		・PPA		
	タリフ改定の遅延・不十分				X	・PPA	・順調な稼働 ・モニタリング ・タリフの改訂	
	資金不足に対する資金調達	経費支出あるいは債務元利払いの際の予期せぬ資金不足		X		・金融機関からの借入枠の設定 ・エスクロ勘定 ・株主による支援（契約）	・BPDBによる子会社支援	
	予算及び資金調達	財務管理の失敗によるO&M資金の不足、特に定期的メンテ資金の不足		X		・金融機関からの借入枠の設定 ・エスクロ勘定 ・株主による支援（契約）	・定期的保守点検のための予算措置の徹底	
	外国為替相場の変動	燃料価格・O&Mコストの予期せぬ上昇あるいは為替差損に起因する資金不足等		X		・PPA ・金融機関からの借入枠の設定 ・株主による支援（契約）		
	保険リスク	特定付保項目のオペラビリティ及び保険料率の変動		X		・保険契約	・保険会社、ブローカーとの折衝	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

リスク・カテゴリー	副カテゴリー	リスクの概要	リスク負担者			リスク・カバーのための契約	リスク緩和方策	緩和策を講じない場合のインパクト
			政府/ BPDB	CPGCBL	共同負担			
	インフレの昂進	燃料価格・O&M コストの 予期せぬ上昇あるいはイン フレに起因する資金不 足等		X		<ul style="list-style-type: none"> <li>PPA</li> <li>金融機関からの借入枠の設定</li> <li>株主による支援（契約）</li> </ul>		
燃料安定供給リスク	燃料及びその他資材の調達失敗	燃料炭及びその他資材の不足発生		X		<ul style="list-style-type: none"> <li>石炭売買契約</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>石炭調達ソースの多様化</li> <li>適正貯蔵量の維持</li> </ul>	
	石炭運搬船の入手失敗	燃料炭の不足発生		X		<ul style="list-style-type: none"> <li>用船契約</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>中長期用船とスポット用船のミックスによる多様化</li> <li>適正貯蔵量の維持</li> </ul>	
	長期契約リスク	燃料不足は安定的操業の 中断、中止に直結、他方 長期契約では契約期間中 引取の義務あるいは take-or-pay により拘束される		X		<ul style="list-style-type: none"> <li>石炭売買契約</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>契約期間の多様化</li> </ul>	
	市場価格の乱高下	燃料輸入価格の不安定は 経済・財務バイアビリテ ィを侵食する		X		<ul style="list-style-type: none"> <li>PPA</li> </ul>		
	燃料炭の品質不安定	混炭に適さない性状		X		<ul style="list-style-type: none"> <li>石炭売買契約</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>低カロリー炭を処理するための予備ミルの建設</li> </ul>	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

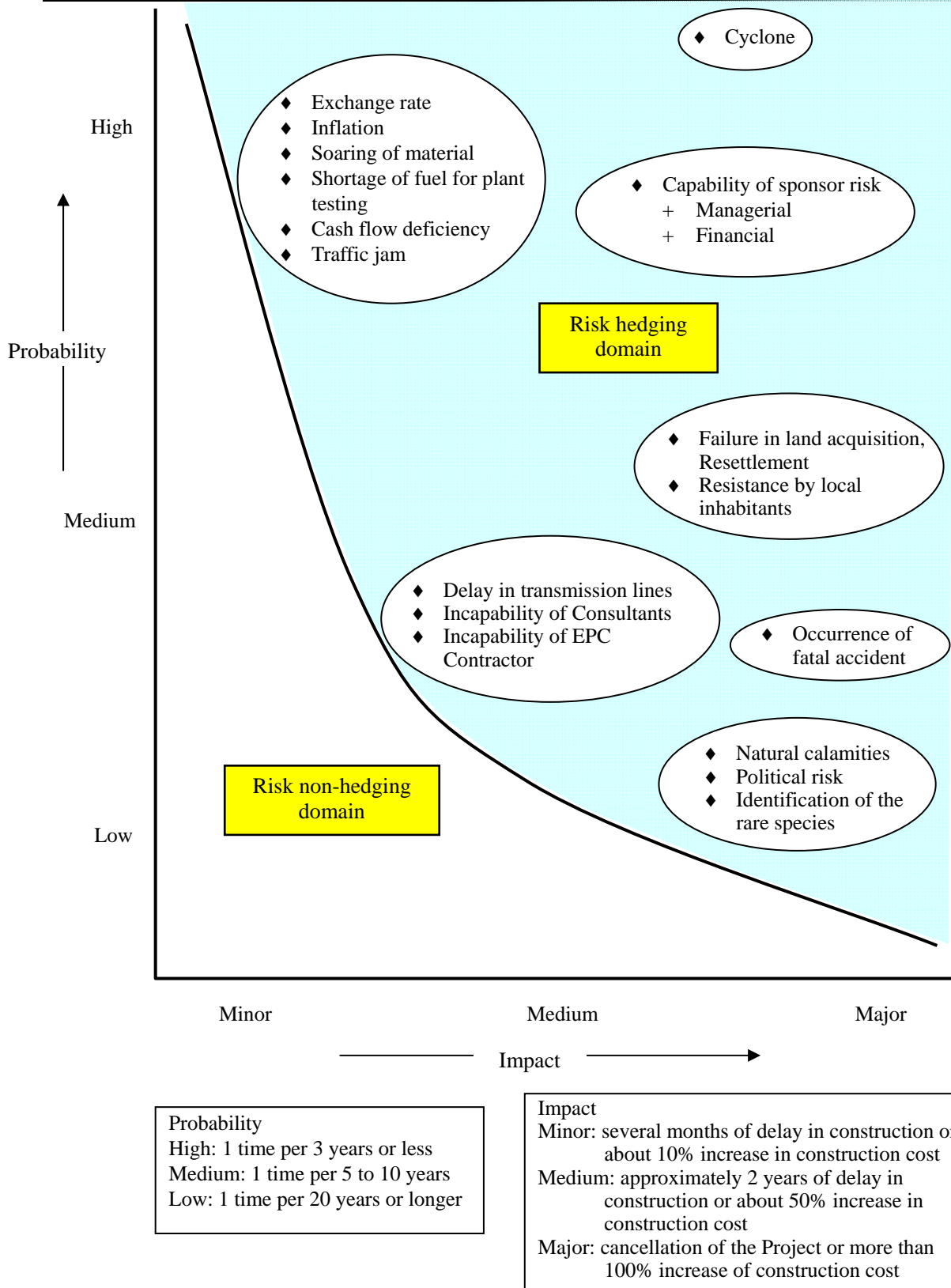
リスク・カテゴリー	副カテゴリー	リスクの概要	リスク負担者			リスク・カバーのための契約	リスク緩和方策	緩和策を講じない場合のインパクト
			政府/ BPDB	CPGCBL	共同負担			
	起動用燃料の調達失敗	プラントの起動不能		X		<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料供給契約</li> <li>燃料供給（ガス、燃料油）に関する政府保証（IPP）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料油の適正貯蔵量維持</li> </ul>	
送電線	送電線のトラブル	発電した電力の送電不能が発電プラントの操業停止に帰結	X (PGCB)			<ul style="list-style-type: none"> <li>PPA</li> <li>Implementation Agreement (IPP)</li> </ul>		
その他	電力需要の伸び悩み	発電所に対する給電指令の停滞	X (MPEMR)			<ul style="list-style-type: none"> <li>PPA</li> <li>Implementation Agreement (IPP)</li> </ul>		
	低コストガス田の開発あるいはLNGの調達（低価格によるガス供給）	石炭火力発電所に対する給電指令が他のシステムに劣後する、もしくは石炭火力がミドル・ロード・システムとして運用される	X (MPEMR)			<ul style="list-style-type: none"> <li>PPA</li> <li>Implementation Agreement (IPP)</li> </ul>		

(出典) JICA 調査団



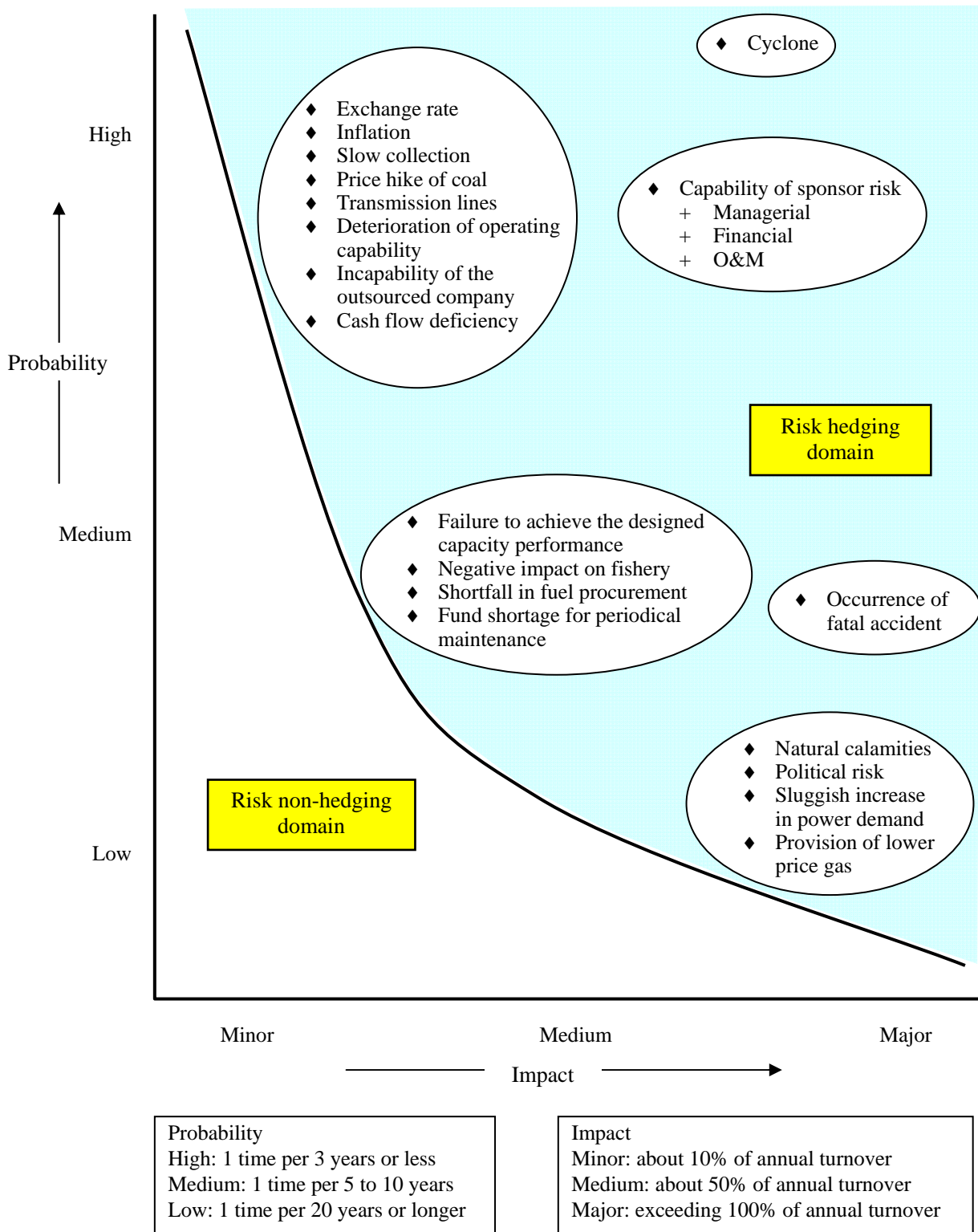
上に掲出した 2 表によると、プロジェクトの稼働前と稼働後の双方について、カテゴリーとしては類似のリスク項目が把握されているが、リスクの内容そのものは相互に異なる内容のものが含まれている。

調査団では次のステップとして、リスクの発生確率に関する考察を行い、併せてリスクが及ぼすインパクトについての洞察を行った。リスクの内容に応じて緩和のための対策を講じる対象をそうでないものから峻別するために、両者を区分する曲線を引き、各リスク項目をこの曲線を基準として象限上にプロットする作業を行ってみる。その結果、緩和曲線が緩和策を講じるべき領域を、そうでない領域から切り分けることに成功した。緩和曲線より上にプロットされたリスクについては、その発生確率にインパクトを乗じた積が大きなものとなることから、緩和のための適切な対策が講じられるべきであることを示している。他方、緩和曲線の下に位置するリスクについては、発生確率にインパクトを乗じた積が大きなものとはならないことから、対策を講じる範疇から除外して扱うこととする。次の 2 表が稼働前及び稼働後のフェーズそれぞれに関して分析を行った結果を示している。



(出典) JICA 調査団

図 12.5-1 原因別リスクの認識（稼働前）



(出典) JICA 調査団

図 12.5-2 原因別リスクの認識 (稼働後)

### 12.5.3 契約による保全及び「バ」国における慣行

「バ」国においては、プロジェクト・ファイナンスの実例及び適用される契約書類は IPP の形成、事業に典型的に用いられている。IPP 事業における典型的なセキュリティ・パッケージとしては以下のような契約書類で構成されていることが認められる<sup>15</sup>。

- a) プロジェクト実施基本協定 (Implementation Agreement)
- b) 電力売買契約 (Power Purchase Agreement)
- c) ガス供給契約 (Gas Supply Agreement)
- d) 燃料油供給契約 (Oil Supply Agreement)
- e) 運転保守契約 (O&M Agreement)
- f) 建設工事契約 (Construction Agreement)
- g) 株主協定書 (Shareholders' Agreement)
- h) 金融支援関連書類 (Financing Documents)
- i) エスクロ契約 (Escrow Agent)
- j) 保険証券 (Insurance Policies)
- k) 保証書 (Guarantee)
- l) 土地賃貸契約書 (Land Lease Agreement)
- m) Financing Agreement の中で金融機関に対して担保として譲渡することを規定したドキュメント類の譲渡承諾協定書 (Consents to and acknowledgements of assignments and direct agreements in favor of Lenders in respect of the documents assigned as security to the Lenders under the Financing Documents)

公的セクターの開発事業においてもいくつかの例外を除き同様の契約書類が作成され、使用されている。公的セクターで使われない契約としては、プロジェクト基本協定、株主協定書、エスクロ契約、保証パッケージの一部、及び譲渡担保契約がある。次の表に公的セクター及び民間セクターそれぞれにおける開発事業において通常使用される契約書類を整理する。

---

<sup>15</sup> Power Cell, MPEMR, “Sirajganj Power Project”, (website) as of June 12, 2012

---

表 12.5-3 電力開発事業において使用される主要な契約書

契約の名称	契約当事者	内容	調印時期		備考 (公的事业と IPP 事業 の差異の理由)
			公的事业	IPP 事業	
プロジェクト基本協定書(Implementation Agreement)	政府 - IPP	政府が IPP に対して発電所の開発権及び運営権を与えることを約諾し、IPP が開発及び運営の実施をコミットする。税制、外貨交換性、法律変更、政府による取用からの保護、燃料等の供給保証・調達の支援を協定する。	公的プロジェクトには適用されない。	プロジェクト発効日 (Project Effective Date : PED) *1	貸手金融機関が財務的バイアビリティ及び担保パッケージを正確に評価し、中長期の融資の提供を可能ならしめるため。
用地賃貸契約書(Land Lease Agreement)	土地所有者 - 実施機関 (E/A)	土地の所有者 (BPDB) が実施機関に対しプロジェクトが必要とする用地を賃貸により提供する。	建設着工前に十分の余裕をもって調印。	PED	
電力売買契約書(Power Purchase Agreement)	E/A - BPDB	発電会社とシングルバイヤーである BPDB との間に締結される電力引取契約。	稼働前に十分な余裕をもって締結。	PED	
ガス供給契約書(Gas Supply Agreement)	E/A - ガス供給者	実施機関とガス供給会社との間に締結されるガスの供給に関する契約。	試運転開始前。	PED	
石炭供給契約書(Coal Supply Agreement)	E/A - 石炭供給者	実施機関と石炭供給会社との間に締結される燃料炭の供給に関する契約。	試運転開始前。	PED	
燃料油供給契約書(Oil Supply Agreement)	E/A - 燃料油供給者	実施機関と燃料油供給会社との間に締結される燃料油の供給に関する契約。	試運転開始前。	PED	
コンサルタント契約 (Consulting Service Contract)	E/A - コンサルタント	実施機関とコンサルタントの間に締結されるプラントに関する設計、エンジニアリング、調達、建設、完成、試運転、商業稼働等について助言及び支援を行うことに関する契約。	借款契約調印後速やかに締結。		

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

契約の名称	契約当事者	内容	調印時期		備考 (公的事業と IPP 事業 の差異の理由)
			公的事業	IPP 事業	
建設工事契約 (Construction Contract)	E/A - コントラクター	実施機関とコントラクターの間に締結されるプラントに関する設計、エンジニアリング、調達、建設、完成、試運転、商業運転稼働までの施工の実施に関する契約。	借款契約調印後速やかに締結。	建設着工日	IPP は建設方法、工程、日程に関する裁量権を留保、契約においては稼働日の遵守を義務付けられる。
運転保守サービス契約 (O&M Service Agreement)	E/A - O&M サービス提供者	実施機関と O&M サービス供給会社との間に締結される運転保守サービスの提供に関する契約。	商業運転稼働前。	契約完了後、但し COD の 120 日前より以前	
株主協定書 (Shareholder's Agreement)	株主 - E/A	実施機関と株主との間に締結される出資金、劣後ローン等事業実施のための必要資金の提供に関する契約。	公的プロジェクトには適用されない。	PED	貸手金融機関が財務的バイアビリティ及び担保パッケージを正確に評価し、中長期の融資の提供を可能ならしめるため。
株式購入契約書(Share Purchase Agreement)	BPDB - IPP	BPDB と IPP の間に締結される出資金の増加、株式の取得を協定する契約。		PED	
政府予算支出協定書 (Budget Financing Agreement)	政府 - E/A	政府 (MOF) と実施機関の間に締結される政府予算からの資金供給に関する契約。	通常契約書は作成されない。		
借款契約(ドナー借款) (Loan Agreement for Donor Lending)	政府 - ドナー	ドナーと政府の間に締結される長期借款の提供に関する契約。	ドナーによる審査終了及び ECNEC による承認後。		
借款転貸契約(Subsidiary Loan Agreement)	政府 - E/A	政府 (MOF) と実施機関との間に締結されるドナー借款を実施機関宛に転貸することに関する契約。	ドナーによる審査終了及び ECNEC による承認後。		

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

契約の名称	契約当事者	内容	調印時期		備考 (公的事业と IPP 事業 の差異の理由)
			公的事业	IPP 事業	
借款契約(IPP 事業) (Loan Agreement for IPP)	E/A - 貸手金融機関	IPP と貸手金融機関との間に締結される 長期融資の提供に関する契約。		金融クロージ ング日(Financial Closing Date: FCD) *2	貸手金融機関は融資スキ ーム及び担保パッケ ージ、プロジェクトのパイ アビリティに基づきノン リコースの借款を供与す る。
エスクロ契約(IPP 事業) Escrow Agreement for IPP)	E/A - 貸手金融機関	IPP と貸手金融機関との間に締結される エスクロ勘定の設置、キャッシュフロー 資金の同勘定を通じた管理を行うことに 関する契約。		FCD	
政府保証(Government Guarantee)	政府 - IPP	政府が IPP に対して政府機関が負う義務 の履行を保証する。保証の主な対象項目 は以下の通り： ・BPDB の電力購入代金支払い(PPA) ・ガス供給（ガス供給契約） ・用地賃貸（用地リース契約） ・BPDB の出資（株式購入契約） ・送電サービス（プロジェクト基本協定）	公的プロジェク トには適用され ない。	FCD	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

契約の名称	契約当事者	内容	調印時期		備考 (公的事業と IPP 事業 の差異の理由)
			公的事業	IPP 事業	
担保譲渡契約 (Assignment of Securities)	E/A – 貸手金融機関	IPP と貸手金融機関との間に締結される担保パッケージの譲渡に関する契約。譲渡の主な対象は以下の通り： <ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementation Agreement,</li> <li>• PPA,</li> <li>• Gas Supply Agreement;</li> <li>• Oil Supply Agreement;</li> <li>• O&amp;M Agreement;</li> <li>• Construction Contract;</li> <li>• Consulting Contract;</li> <li>• Shareholder’s Agreement;</li> <li>• Budget Financing Agreement;</li> <li>• Escrow Agreement; Insurance Policies;</li> <li>• Guarantee;</li> <li>• Land Lease Agreement; and</li> <li>• Consents to the assignment in favor of the lenders in respect of documents assigned as security to the lenders.</li> </ul>	公的プロジェクトには適用されない。	FCD	貸手金融機関は融資スキーム及び担保パッケージ、プロジェクトのファイナンス能力に基づきノンリコースの借款を供与する。
信用状(Letters of Credit)	実施機関の取引金融機関 - 供給者		供給者による船積み前。	供給者による船積み前	
保険証券(Insurance Policies)	保険会社 – E/A		建設期間中の保険は建設着工前、稼働中の保険は運転開始前	建設期間中の保険は建設着工前、稼働中の保険は運転開始前	

(note) \*1: プロジェクト発効日 (Project Effective Date) とは主要プロジェクト契約書 (the Implementation Agreement, the Land Lease Agreement, the Fuel Supply Agreement, the Power Purchase Agreement and the Share Purchase Agreement) の内最後のものが調印され、契約当事者がそれを入手する日を言う。

\*2 金融クロージング日 (Financial Closing Date) とは金融クロージングの執り行われる日を言う。金融クロージングは、主要金融契約書 (the Loan Agreement, Notes, Indentures, the Security Agreement, Guarantees, and other documents relating to the construction and permanent financing of the Facility) が実施機関と貸手金融機関との間で調印されることによって成立する。

(出典) JICA 調査団



一般的に電力セクターの開発プロジェクトを実施する場合の契約は、プロジェクト実施に関する契約類と金融に関する契約類の二種類に大別される。前者には、Implementation Agreement、Land Lease Agreement、Fuel Supply Agreement、Power Purchase Agreement 及び Share Purchase Agreement 等が含まれ、政府、実施機関、実施機関のパートナー、親会社、燃料供給会社及びオフテイカー等によって調印される。後者は、Loan Agreement、Notes、Indentures、Security Agreement、Guarantees 及びその他プラント建設の融資（construction loan、permanent loan）に関連する契約が含まれ、実施機関と貸手金融機関によって調印される。IPP 開発事業にあつては、通常、プロジェクト契約書類が先行して調印され、その後約 9 ヶ月間の期間において金融契約書類の調印が行われる。両者の間に間隔が置かれているのは、潜在的な貸手金融機関がプロジェクト契約書類によって構築されたプロジェクト・スキームに基づき財務的バイアビリティを精査し、ノンリコースの長期融資を許容するに足るか、審査を行う期間を賦与するものである。他方、公的セクターにおける開発プロジェクトについては両種類の契約書調印時期に明確なギャップが設けられてはいない。現実には、すべての契約書類が必要に応じて、実施の直前に調印され、実施に移されるといった状況にある。

調印される契約書類の内容、条件等は公的セクターの場合と IPP の場合で大きく異なる例は多くはない。しかし他方で、契約が執行される態様において著しい差異が認められることも事実である。民間セクターにおいては調印された契約類については厳密な運用と管理が行われているのに対し、公的セクターにおいては契約の厳守に甘いところがあり、義務の履行が放任状態におかれている場面にしばしば遭遇する。無関心主義が公的電力セクターの非効率、非合理性をばいこらせる原因となっている。このように横行する習癖については大胆な改革を加えることが必要である。本件調査の対象プロジェクトは民間セクターに属するものではないが、契約書類の執行については民間セクターにおいて実施されているような態度において実施されることを求めてやまない。

主要な契約書類については原案を作成し、本報告書の Appendix に添付する。

#### 12.5.4 買電契約（PPA）

BPDB は、BPDB の子会社や IPP から発電された電力を全量買い取る。BPDB は、買電価格を決定して、BPDB の子会社および IPP の間で買電契約を締結する。買電契約については、IPP との契約だけではなく、BPDB の子会社との契約も、BPDB の IPP Cell が実施している。買電契約をもとに BPDB から BPDB の子会社および IPP へ買い取った電気料金が支払われる。それゆえ、買電契約は BPDB の子会社と IPP の経営体制に係る非常に重要な契約である。

BPDB と BPDB の子会社および IPP 間の典型的な買電契約に関して、特記すべき事項は、下記の通りである。

##### (1) 支払条件

- Capacity payment と Energy payment によって構成される。
- BPDB の子会社および IPP は、毎月 7 日までに前月分の請求書を BPDB に送付し、BPDB は請求書を受領してから 30～45 日以内に支払う。

##### (2) Capacity payment

- Capacity payment は、保証容量（dependable capacity）によって決定される。
- 保証容量は、年次の定期点検後 1 ヶ月以内に実施される運転試験により決定される。しかし、保証容量試験の結果が実績値と異なる場合は、再試験をする権利を発電会社は持つ。
- 保証容量試験は、発電所と電力系統との接続点において、12 時間分の 30 分ごとの正味電気出力を計測する。保証容量は、平均値を用いる。
- Capacity payment は、2 種類で構成され、escalable part と non-escalable part に分かれている。escalable part とは、事前に設定された物価上昇率（消費者物価指数）が考慮される。

##### (3) Energy payment

- Energy payment は、発電電力量（正味エネルギー出力）に比例する。
- ガス価格が変動する場合、Energy payment の単価も同じ割合で変動する。

##### (4) 運転中の停電時間に関する罰則

- 運転停止理由は、事故による停電、点検のための停電、計画停電が想定される。
- 上記 3 種類の停電時間は、合計で 876 時間（36.5 日間）/年まで認められる。加えて、3 年毎に合計 1,376 時間（57.3 日間）/年もしくは 1,440 時間（60 日間）/年まで認められる。
- 停電時間について、制限時間数を超過した場合、BPDB の子会社もしくは IPP は、超過時間数により罰金を払う義務がある。罰金の単価は、Capacity payment の単価と同じである。

##### (5) PPA に関わるリスク

- 石炭調達には CPGCBL にとって最も大きなリスクである。BPDB が供給した国産の天然ガスを利用する BPDB の子会社の買電契約とは異なり、輸入炭不足により保証容量に満たない発電しかできない場合でも、CPGCBL は Capacity payment を受け取ることができないことが考えられる。将来的に輸入炭を利用する IPP との買電契約案には、燃料不足になった

際の Capacity payment の支払条件は言及されていないが、輸入炭調達できないと発電会社だけに責任が生じるため、今後この契約内容は修正・補記されることになると想定される。

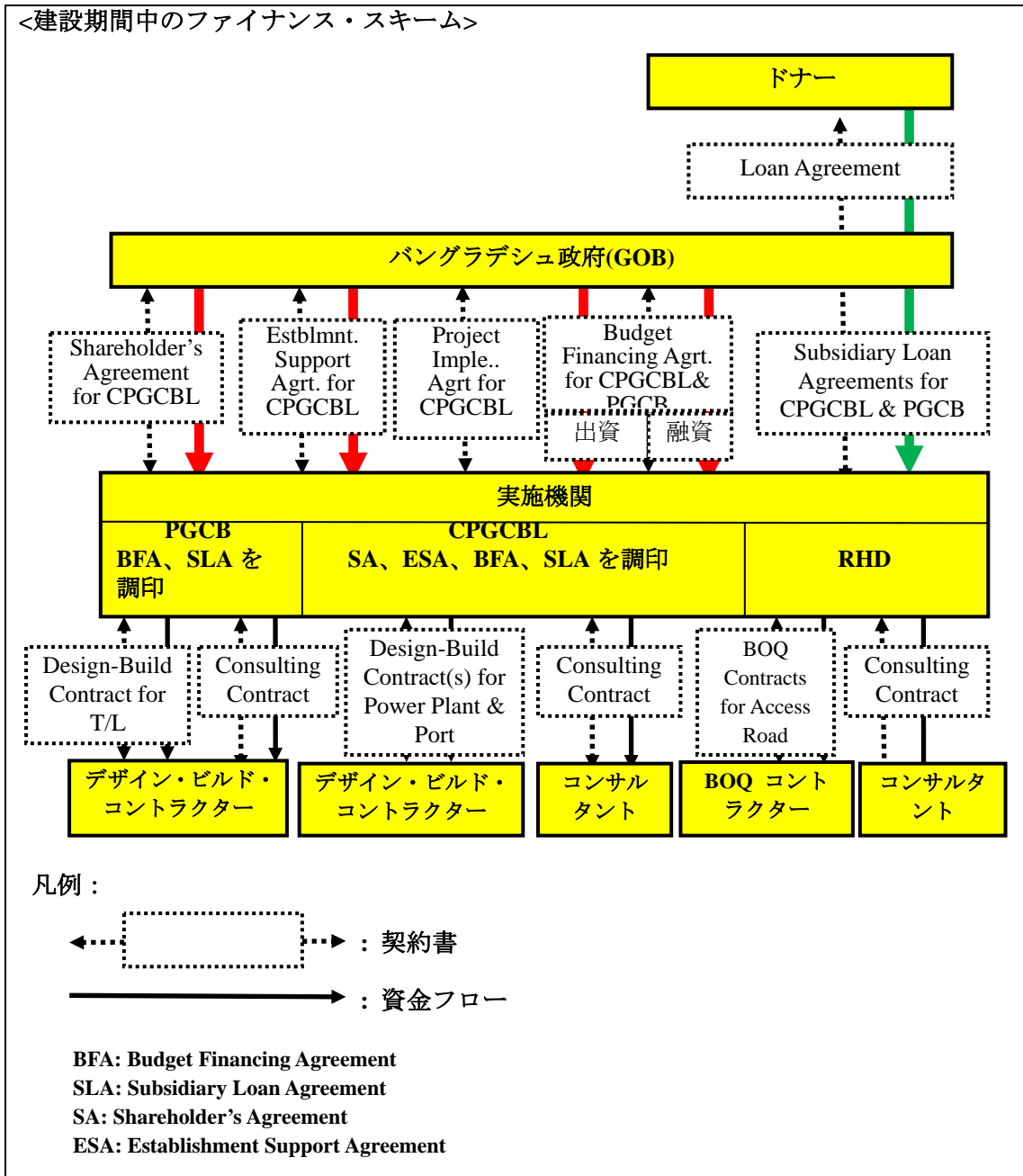
- 上記の他、BPDB の他の子会社は最終的には BPDB から財政的な支援を受けることが出来るため、CPGCBL は買電契約関連ではあまり大きな財政的リスクは無いと思われる。

(6) 価格変動リスク回避対策

- 買電契約では、為替変動、インフレ、燃料価格変動に関するリスクについて、BPDB の子会社および IPP の責任は除外されている。

12.5.5 リスクを最小化するための方策

金融スキームにおいてはプロジェクトに関与する主要な当事者を契約関係の中に取り込み、関与をさせることとなる。以下に続く2つの図が、プロジェクトの建設期間中及び商業運転稼働後のそれぞれについて、主な契約関係と関係者間における資金の流れを示している。最初の図が建設期間中を表すものであるが、図中において、実施機関がドナー及び政府から調達した資金をプラント建設のためのEPC契約のもとでの支払に充てること、あるいはコンサルタント契約に基づく支払に充てる等の流れが示されている。



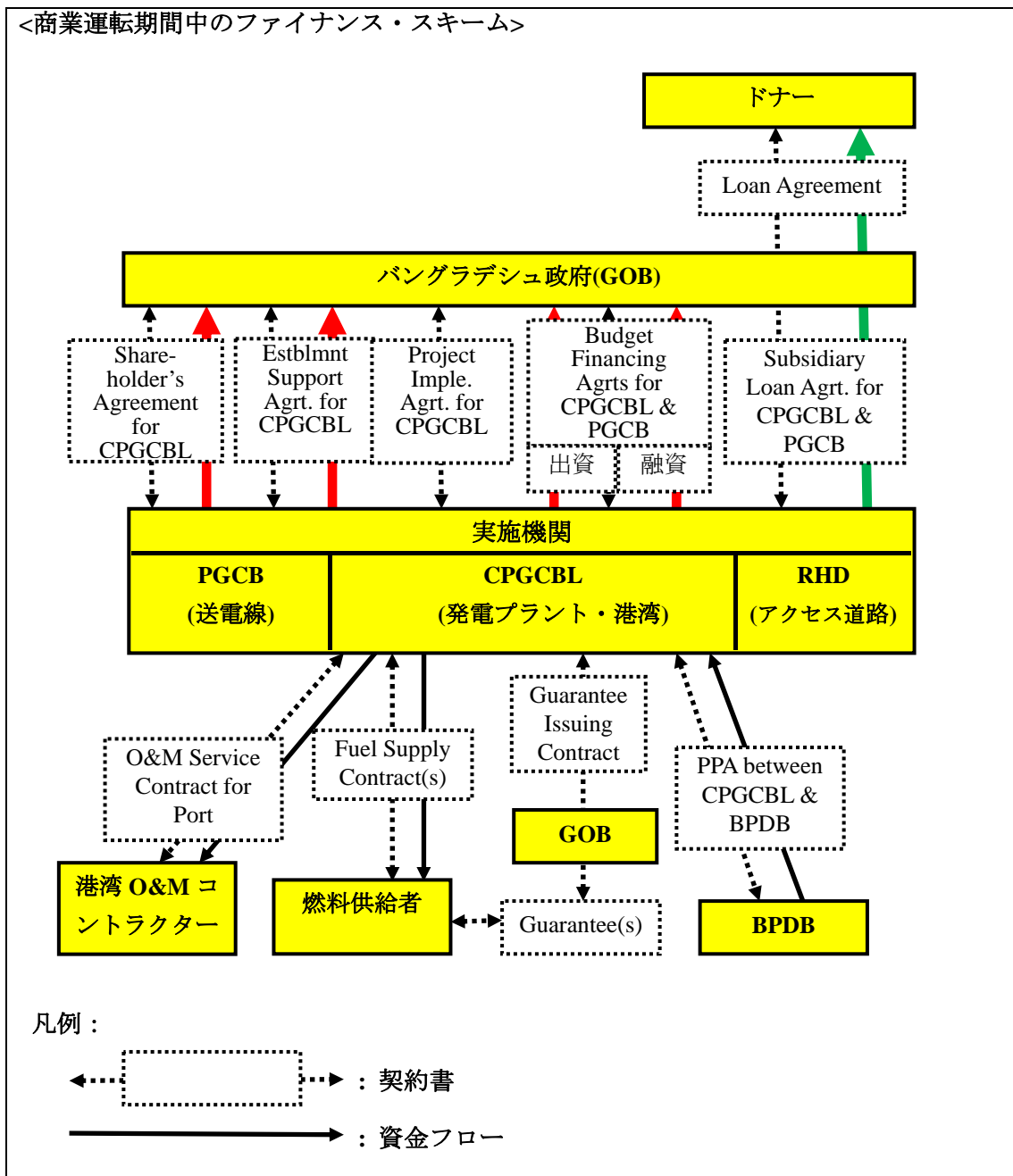
(出典) JICA 調査団

図 12.5-3 ODA 借款によるプロジェクト建設期間中のファイナンス・スキーム

ODA 借款についての金融手法及び借款の条件については先に 12.4.3 (2)項にて詳述した。政府が国家予算の支出により、及びドナーより受け入れた ODA 借款を BPDB もしくはその子会社に転貸する条件は慣行的に、(i) ドナーより受け入れた借款は 100%借款形式により転貸する、(ii) 総所要資金とドナーから受け入れた資金の差額は政府が国家予算から支出する（出資：60%、融資：40%）(iii) 返済期間は据置期間 5 年を含む 20 年。ドナーからの借款を転貸するに際し、政府は外国為替変動リスクを含めてすべての返済責任を実施機関に転嫁する。政府は実施機関が返済困難な事態に陥った場合の最終返済責任のみを負うことになる。

政府が CPGCBL に提供することとなる政府予算資金支出に関しては、現在の慣行では資金提供に関する特定の契約は調印されずに資金の授受が行われている。調査団としては、政府と発電企業の双方が明確に記述された融資条件を契約に具現し、双方が条件を厳格に遵守する体質に移行してゆくことが望ましいと考える。政府予算支出契約書は、場合によっては、出資部分をカバーする出資契約と、融資部分をカバーする融資契約書に分解して用意することは可能である。

次に商業運転開始後のファイナンス・スキームについて展望をする。同フェーズにあつては、実施機関では操業により電力を発生し、発生した電力をシングルバイヤーである BPDB に販売、実施機関が販売代金を回収、回収する代金の中から燃料代金及びその他の経費を支払い、用地の賃貸料、借入金の元利返済のための支払いを行っている資金フローを確認することができる。



(出典) JICA 調査団

図 12.5-4 ODA 借款によるプロジェクト稼働後のファイナンス・スキーム

先に検討したリスク項目及びファイナンス・スキームに関連してはいくつかの脆弱性が残されており、従って緩和策の実施による補強が重要な課題である。以下に脆弱性が残る各項目カテゴリーについて検討をする。強力な方策を実施することにより、リスクの程度を最小限に止めることが求められている。

(1) 実施機関における事業実施能力

本件プロジェクトの実施機関として CPGCBL が指定されたが、同社は 2011 年 9 月に 1994 年会社法に準拠して設立をされたばかりの組織である。会社の資本金全額が政府の出資となっている。BPDB が政府より委任を受けて、同社株式を保管、管理している。同社では会社のトップ・ポジションのうち 2 つ、社長とセクレタリーを任命したが、2012 年 11 月現在、BPDB の役職員の中から職務兼任の発令が行なわれている。両役職を除いては、発令された人材はなく、また会社によって採用された人材もない。一方 BPDB では、社内に特別任務のためのユニットを設け、国内 3 ヶ所における大規模石炭火力発電所（本調査対象のプロジェクトを含む）の開発計画の調査を進めている<sup>1</sup>。CPGCBL は依然としてフルタイム・ベースのスタッフを有しない名目的な組織にとどまっているため、プロジェクトの準備作業はいずれをとっても BPDB の開発担当ユニットに依存している状況である。プロジェクトの準備はフィージビリティ・スタディを起点とすることになるが、プロジェクト・オーナーとしては同調査の実施を通して、自ら積極的に参画し、事業に関する知識を吸収・蓄積し、プロジェクトを自家薬籠中のものとして上げることが重要である。しかし現状では、そのための手足となるスタッフを有せず、知識の集積ができない状況にある。会社としては早急に必要な人材を揃え、陣容を強化することが肝要である。組織の整備には、取締役会の機能化、人材開発基本方針の策定、採用活動による有能な人材の採用、それら人材戦略を可能とする財務的資源の確保等が当面の必要項目となる。プロジェクト建設期間及び商業運転開始の初期の段階では、会社は国際的なコンサルタントを起用することにより、必要な支援・指導を受けることが可能である。いずれにしても、BPDB が強力なコミットメントにより CPGCBL に対し、資金面での支援を含めて必要とするサポートを提供することが必要である。

(2) 燃料及びその他原材料の入手可能性と安定供給

発電会社にとっては燃料の安定調達が継続的に安定した操業を行う上でなによりも重要である。プロジェクトの設計規格に合致した一定量の燃料炭が連続的にプラントに投入されることが必要である。発電プラントに対する燃料供給には断続は許されない。燃料炭は長期契約をベースとして安定的に十分な量を確保しておくことが望まれる。通常のプロジェクト・ファイナンスでは燃料不足による操業の断続のリスクを抑えるために、長期契約によって燃料を確保することを要求する。短期契約あるいはスポット契約では燃料炭の入手不能状態あるいは不安定な調達といった事態に直面するリスクを排除することが困難となる。燃料炭の調達方法として、複数の期間の異なる（長期あるいは短期）契約を結び、それらのミックスにより安定化を図る手法がある。プラントの設計規格を充足するような混炭を実現し、さらに期間のミックスを加えて、プラントへの燃料炭投入に断続が発生しないような周到な手配と作業が必要となる。また、長期契約による調達を指向するケースにおいては、政府による代金支払い保証を要求されることも起こり得る。対処策として、政府においては必要に応じて支払保証を発行するための意思決定を予め行っておくことが必要となる。

<sup>1</sup> 3 件の大規模プロジェクトとは、1,320 MW Coal Based Thermal Power Plant each at Khulna, Chittagong 及び 5,320 MW Coal Based Thermal Power Plant at Maheshkhali を言う。（CEGIS, “Consulting Services on Coal Sourcing, Transportation and Handling of 2X660 MW Coal Based Thermal Power Plants Each at Chittagong and Khulna, and 8,320 MW LNG and Coal Based at Maheshkhali”, June 2012）

### (3) プロジェクトの完成

プロジェクトを完成とする要件はプラントの物理的な完成に加えて、設計された能力及び運転効率の達成が充足されなければならない。加えて、大規模インフラ事業では、港湾、アクセス道路、送電線等の関連インフラについても同様の完成が見られなければならない。プラントあるいは関連インフラのいずれの部分において発生するにせよ、建設工事の遅延はプロジェクト全体の稼働不能あるいは運転効率の低下といった結果に帰結する。プロジェクト完成の遅延もしくは失敗には多くに原因が想定される。実施機関である CPGCBL、その親会社にあたる BPDB 及び政府関係機関（以上を総称してスポンサーと呼ぶ）はプロジェクトの全体が、関連インフラを含めて、計画通りの工期と予算内において完成するよう最善をつくさなければならない。プロジェクト・ファイナンスで用いられるプロジェクト完成リスクをコントロールするための方策としては、(i) EPC コントラクターの選考に当たり、実績経験が豊富かつ十分な能力を有する企業を選定すること、(ii) EPC コントラクターの作業を月次報告及び検査によって緊密にモニターすること、(iii) 社会・環境保護の側面において、コンサルタントあるいは NGO の意見を十分に参照して適切な配慮と対策の実施を行うこと、(iv) コンサルタントを通じた工事の監督・管理、(v) コスト・オーバーラン発生にあつては、スポンサーによる追加資金提供のコミット、(vi) プロジェクトの稼働期間初期における財務面での各種比率における目標値の設定とそれに対するスポンサーによる約諾、等がある。

### (4) 安定的操業

実施機関は高度技術を用いて建設された石炭火力を運転した経験はない。プロジェクトの運転保守には、経験のあるコントラクターと O&M サービス契約を締結し、技術的な支援を受けることが不可欠である。さらに、一般的に行われるプロジェクト・ファイナンスでは、プラントの運営全体を外部の運営会社に委託する、あるいは第三者との間で技術支援に関する協定を結ぶといった方法も考えられる。スポンサーとしては、サービス契約を締結して O&M サービスを外部に委託する方策について採用することを勧める。当然ながら、それら外部委託の実施如何に拘わらず、十分な O&M の予算措置が講じられることが常に重要である。

### (5) 販売と代金回収

プロジェクト・ファイナンスでは提供する融資について回収の全てをプロジェクト生産物の販売代金からの回収・返済に依存している。販売が不安定となり、キャッシュフローに異変が発生すると借入人からの融資金の返済が危機にさらされることとなる。貸手金融機関としては、こうした事態を予防するため、生産物の販売について長期販売契約を締結することを要求する。発電事業にあつては、プロジェクトの全期間をカバーする PPA を締結することが避けられない要件となる。販売契約が長期をカバーしている場合にあつても、販売価格についての変動に晒されるケースがある。本件調査対象の事業においては、PPA においてインフレ及び為替変動を 100% 価格に反映させる仕組みを織り込むことによって価格変動リスクに対する対策を講じることが可能である。さらに完全なる予防を要求する場合には、エスクロ勘定を開設し、販売代金から経常運転経費を控除したすべての金額を同勘定に入金・プールし、借入金の元利支払いに優先充当をすることにより、不安定を予防する方策がある。代替の方策としては、スポンサーが予め貸手金融機関に対して、資金不足が発生する場合には不足する資金について提供することを約諾することも想定される。このような不足資金対応策は、例えば政府が電力価格の



一部に対して補助金を支給するようなケースの場合、政府から受ける補助金を融資金の元利金返済に充当するといった方法で実現を担保するといった手法が想定される。

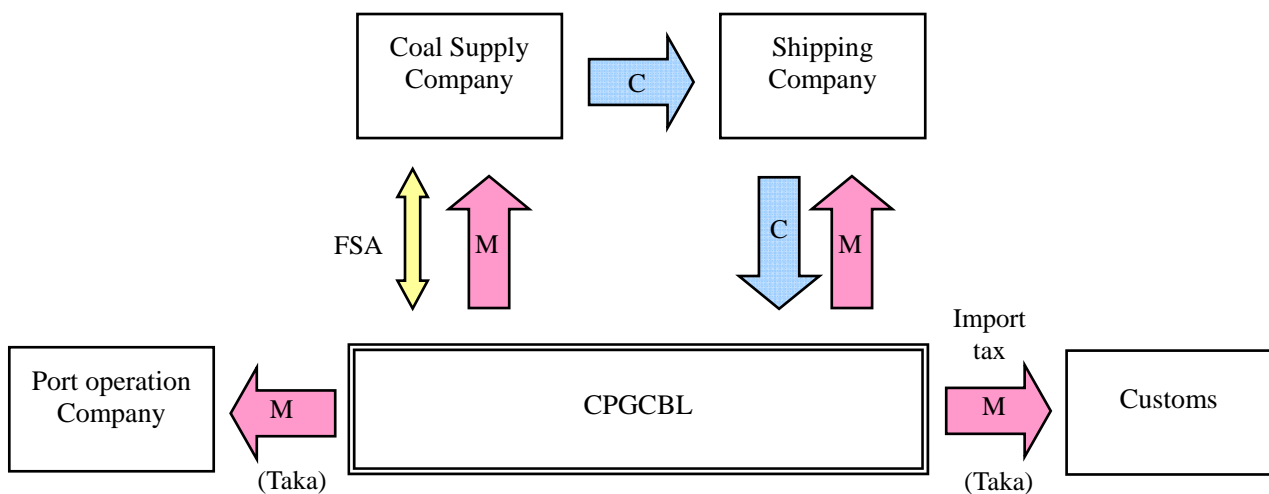
## 12.6 石炭の調達

以下の3つのオプションについて比較検討し、調査団としての提案を行う。

- Option 1 : CPGCBL が自ら石炭を調達する。
- Option 2 : 「バ」国政府が石炭を調達する。
- Option 3 : 私企業である商社が CPGCBL の代理として石炭を調達する。

### (1) Option 1: CPGCBL が自ら石炭を調達する。

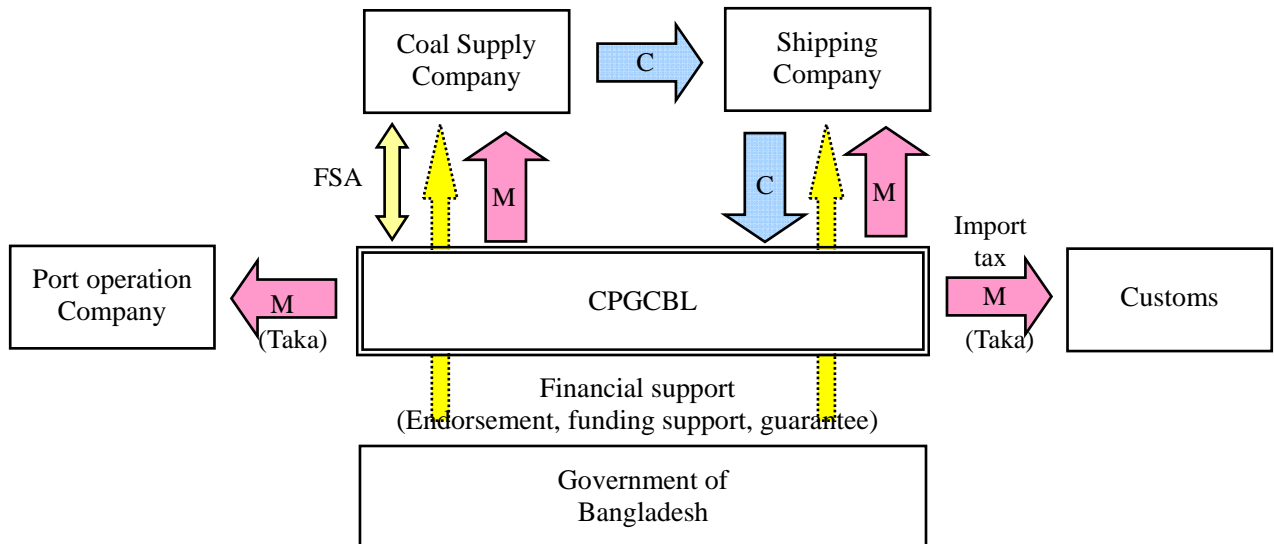
CPGCBL 社が自ら石炭調達を行うとともに、港湾の管理、輸入関税の支払いなどの関連業務を行う。



(Source: JICA Study Team)

図 12.6-1 石炭の流れ (Option 1)

初期の段階においては、CPGCBL は石炭調達の経験がない上、石炭供給会社からの信頼を得るのが非常に難しいと考えられるため、Option 1'として、以下に示す「バ」国政府が全面的にバックアップする態勢とする。

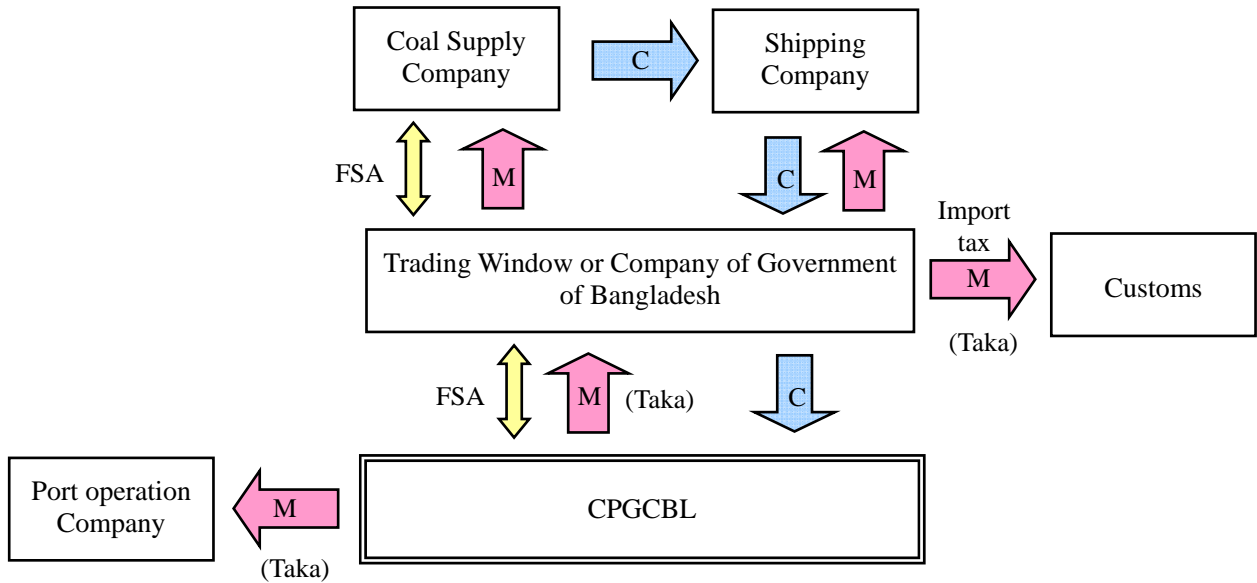


(Source: JICA Study Team)

図 12.6-2 石炭の流れ (Option 1')

(2) Option 2 : 「バ」国政府が石炭を調達する。

「バ」国政府が、Trading Window or Company of Government of Bangladesh を設立し、自ら石炭調達を行い、CPGCBL 社などの石炭使用者に供給する。

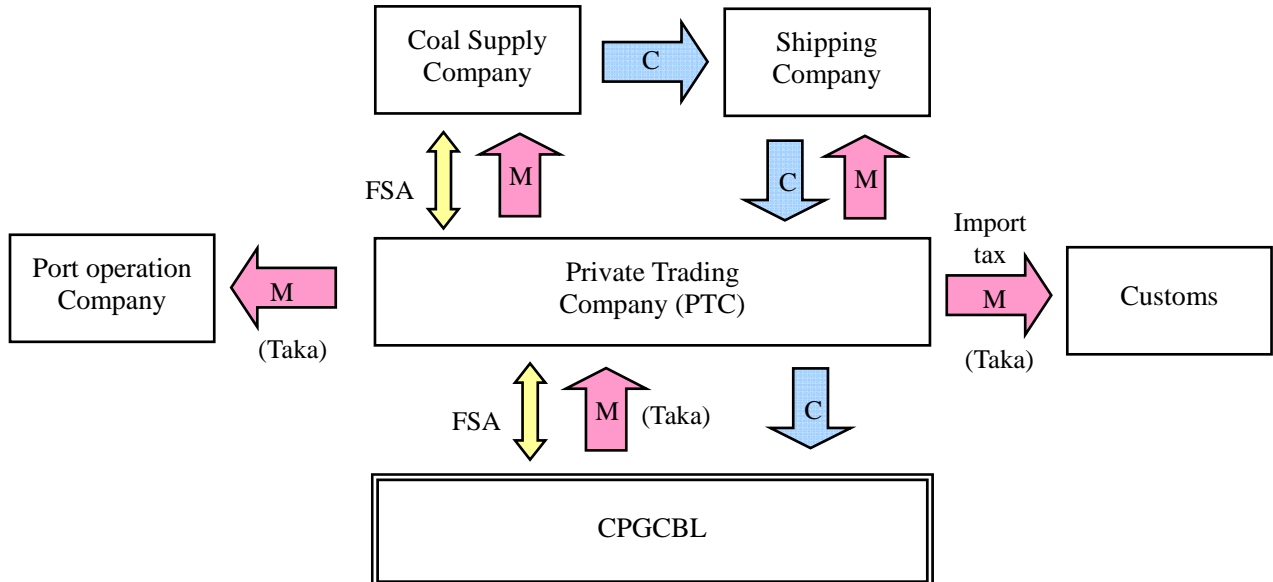


(Source: JICA Study Team)

図 12.6-3 石炭の流れ (Option 2)

(3) Option 3 : 私企業である商社が CPGCBL の代理として石炭を調達する。

CPGCBL 社は、Private trading company (PTC) を介して、石炭の調達を行う。港湾の管理、輸入関税の支払いなどの業務も PTC が実施する。



(Source: JICA Study Team)

図 12.6-4 石炭の流れ (Option 3)

PTC が外国の企業の場合には、支払いはドルベースとなる。

(4) 各 Option の利害得失

各 Option の利害得失を整理すると以下の表のようになる。

表 12.6-1 各 Option の比較分析

	Option 1'	Option 2	Option 3
調達者	by CPGCBL	by GOB	by PTC
燃料価格	最も安い	中間	最も高い
燃料調達のリスク	適切な政府支援が得られないと、石炭を調達できないリスクがある。	輸入相手国や品質に極端に拘らなければ、調達は可能と考えられる。	同左
必要要員数	自社で実施すべき業務が多くなるため、要員数が多い。	中間	かなりの部分の業務が Outsourcing できるので要員数は少ない。
経験・人脈の蓄積	CPGCBL 社の内部に経験・人脈が蓄積される。	「バ」国の内部に経験・人脈が蓄積される。	経験・人脈はあまり蓄積されない。
外貨の準備	CPGCBL 社が外貨の準備をする必要がある。	CPGCBL 社は、外貨の準備の必要がないが GOB が外貨の準備をする必要がある。	PTC が外国の企業の場合、CPGCBL 社が外貨の準備をする必要がある。
他社への輸入石炭販売	CPGCBL 社がその事業で利益を得ることが可能である。	「バ」国内の輸入石炭販売を新規設立する組織が実施する。	PTC が他社への輸入石炭販売も実施する。
その他		CPGCBL 社とは別に政府の企業を設立する必要がある。	PTC が外国の企業の場合、CPGCBL 社の信用力だけでは燃料を供給しない可能性があり、GOB のサポートが必要となる。

(Source: JICA Study Team)

Option 1'は、コスト、経験・人脈の蓄積、他者への輸入石炭販売などの観点を考慮すると最も優れた案である。しかしながら、調達リスクが高く、政府のサポートが不可欠である。一方、Option 3 は調達リスクを極力回避するという観点からは、効果的である。

日本の電力会社は、基本的には日本の商社を介して石炭供給会社から石炭を購入している。  
 (Option 3) 最近、日本の電力会社もコスト削減の観点から、炭鉱の権益を取得して、独自

に石炭を調達することを開始している。（Option 1） なお、途上国において、石炭を輸入した例はまだない。（IPP を除く。）

#### (5) 石炭の調達方法

Matarbari CTPP における石炭調達は、「バ」国における初めての輸入炭の調達となり、これまで、輸入相手国としてあまり実績の無い国、及び組織と取引を開始することになる。この方法については、以下の点を十分に考慮する必要がある。

- 長期的に安定した供給を確保する。
- 良質な石炭をできるだけ安価に調達する。
- 調達時の透明性を確保する。
- 将来の「バ」国石炭需要の拡大を踏まえ、国内に石炭調達のノウハウを蓄積する。

これらの点を踏まえ、石炭調達の推奨案を以下のように提示する。（図 12.6-6 参照）

上記の条件を考慮し、石炭の調達は国際入札にて実施する。しかし、CPGCBL は国際入札を実施するノウハウを持っていないため、経験豊富なコンサルタントを雇用する。このコンサルタントが入札図書を作成するとともに、落札者を決定するための評価基準を決定する。具体的な評価基準としては、価格、品質、供給の安定性などが考えられる。

落札者決定後に、CPGCBL 職員と前述のコンサルタントで構成する Supporting Agency を設立する。

Supporting Agency の組織図と要員数は以下のとおりである。

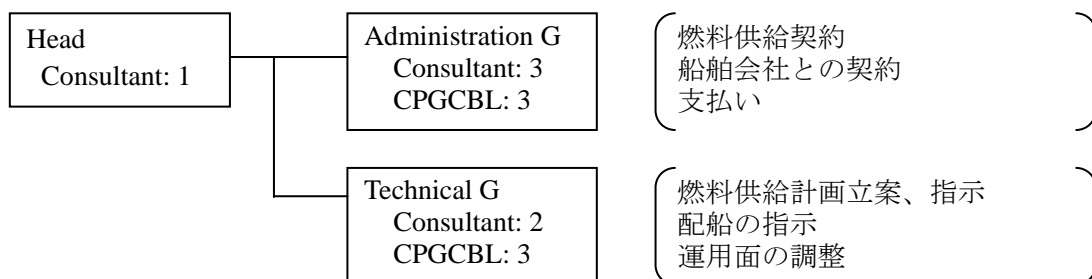


図 12.6-5 Supporting Agency の組織図と要員数

Supporting Agency は以下に示す業務を実施する。

- 燃料供給契約（毎年の価格交渉、契約の延長などを含む）のサポート
- 燃料供給（時期、数量）の指示
- 船会社との契約
- 配船の指示
- 契約に基づく支払い手続き など
- 港湾運用会社や石炭ヤード運用会社との運転面の調整
- 石炭調達に関する On the Job Training (OJT) など

なお、商社は石炭調達に関して多くのノウハウを蓄積しているが、契約当事者となるため、**Supporting Agency** の構成員となった場合には、利益相反の疑いをかけられる可能性が高い。この点を考慮し、**Supporting Agency** には第三者となるコンサルタントを構成員とする。

1) **Time schedule**

石炭の初出荷より 5 年程度前に、石炭調達の経験豊富なコンサルタントを雇用し、石炭調達に関する入札を実施する。落札者決定後に、CPGCBL 職員が石炭調達に関わるノウハウの蓄積を図るため、コンサルタントとともに **Supporting Agency** を設立し、将来的にノウハウの蓄積を終えた段階で、CPGCBL 自身が石炭の調達を実施する。

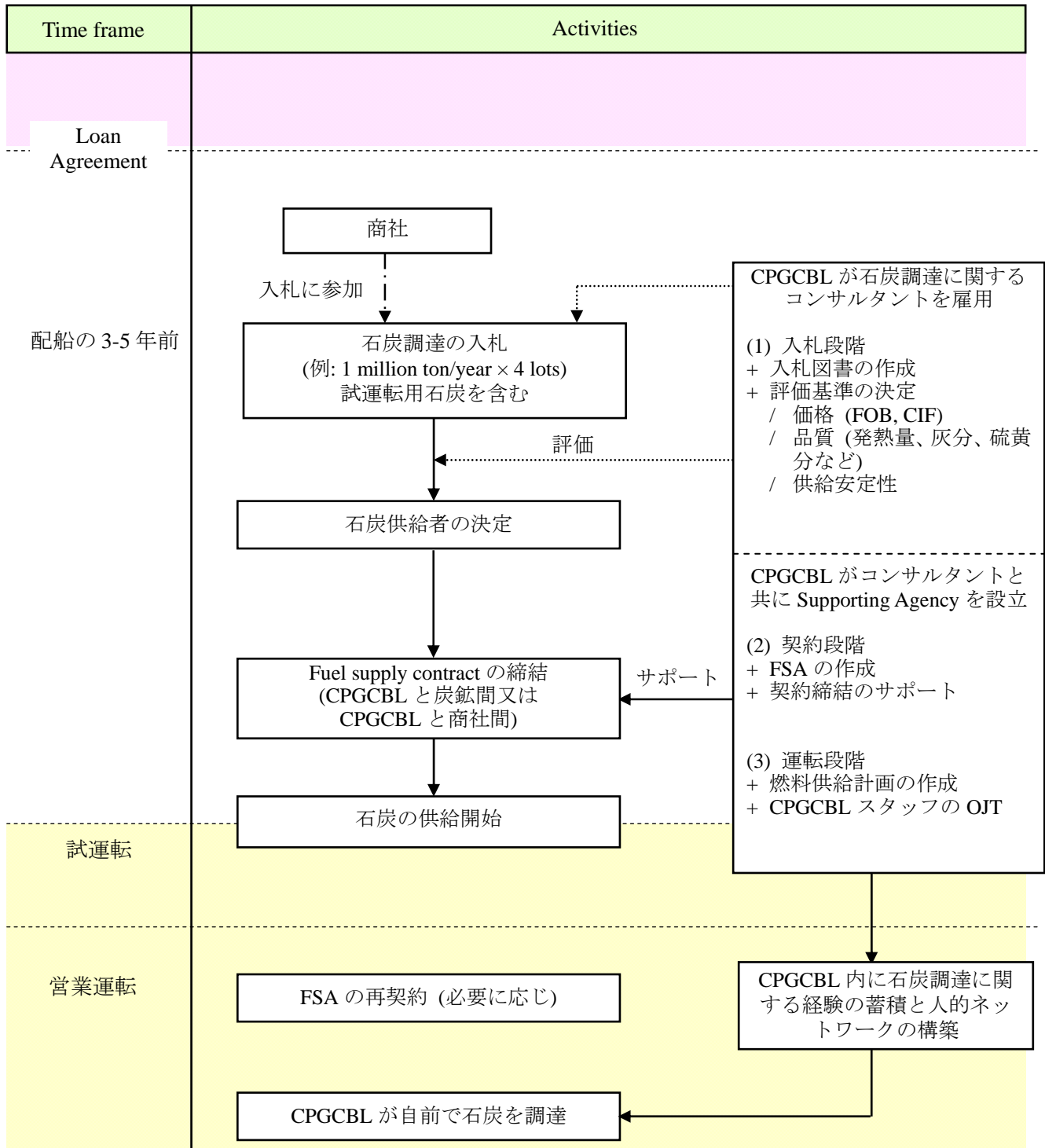
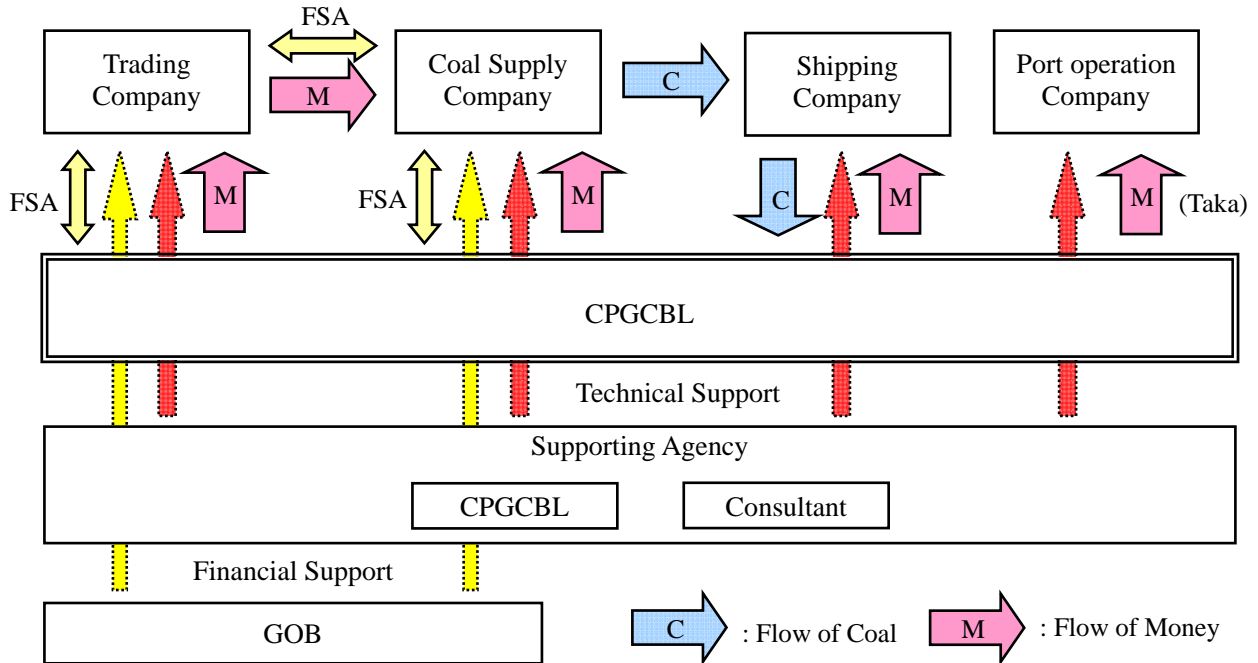


図 12.6-6 石炭調達に関する推奨フロー



2) 当面の間の運用形態

当面の間は、CPGCBL 職員とコンサルタントで構成する Supporting Agency が燃料調達全般に関する技術的なサポートを実施する。

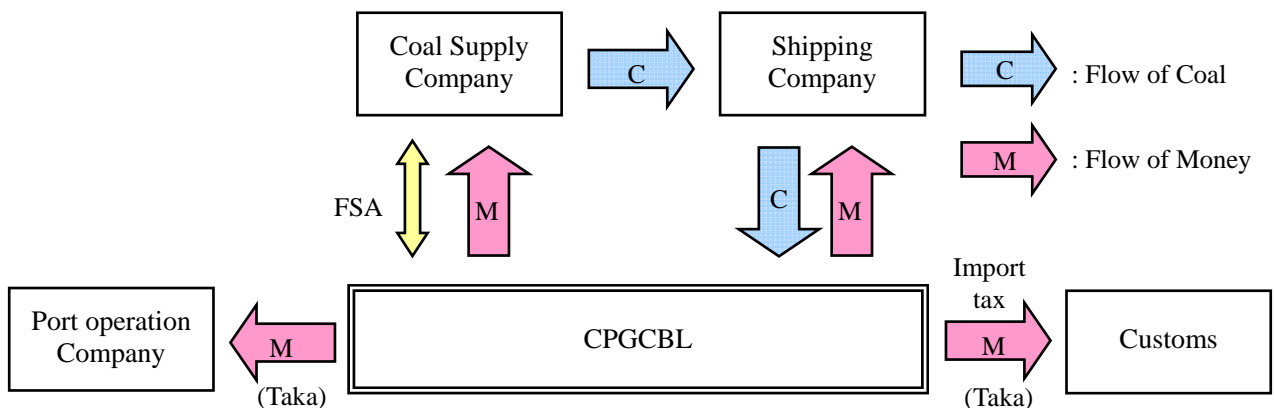


(Source: JICA Study Team)

図 12.6-7 当面の間の運用形態

3) 将来の運用形態

CPGCBL 職員が、Supporting Agency の一員として経験を積みつつ、徐々に Consultant の影響を小さくし、将来は CPGCBL が独自で石炭調達が可能となることを目指す。その段階では、港湾の運用管理などの関連業務も自分で実施する。



(Source: JICA Study Team)

図 12.6-8 将来の運用形態

## 12.7 情報管理

本章では、平常時の発電所の運転に関する情報管理について説明する。本章の構成は、1 点目は通信基盤を含む情報発信の課題、2 点目はデータベース型 IT システムを使用して情報をフィードバックすることによる運転維持管理への活用に関する提案、3 点目は環境分野等の外部への情報発信を目的とした情報活用について述べている。

### 12.7.1 情報発信

BERC によって認可された「電力系統運用規則 2012 (Electricity Power Grid Code 2012)」によれば、発電会社は PGCB の中央給電所 (National Load Dispatch Center, NLDC) が監視・管理するために必要な発電所のリアルタイム情報を収集できるシステムを所有しなければならない。必要となるリアルタイム情報には、i) 母線電圧、ii) 周波数、iii) MW、iv) MWh、v) MVAR、vi) 力率、vii) 開閉器の状態が含まれる。このための専用通信網は PGCB と発電会社によって開発されている。通信系メディアは、電力線通信やマイクロ波から光ファイバーに変わってきている。主な電力系統は、同時デジタルハイアラキー (SDH) が採用されている。SDH に関しては、STM-1 (150Mb/s) が地方部では採用されている。一方、STM-4 (600Mb/s) はダッカ周辺でリング型伝送網によって構築される。N-1 の基準を満たすためには、設計理念の中に、余剰が想定される。設計理念とは、大抵光ファイバー 2 回線で構築される。そのうち、主要な回線は SDH で構築され、もう一方は代替回線であり、アナログ通信システムの PDH で構築される。PGCB の通信システムでは、管理部門の社員の E メールや電話等の電力供給以外のデータ通信用のネットワークは、電力供給用の通信ネットワークと物理的に分離されている。PGCB では管理部門のデータ通信には電力供給以外の目的で使用される公衆電話網を使用し、電力供給の目的では PGCB 専用のデータ通信ネットワークを使用している。

CPGCBL の場合は、発電所と PGCB の通信ネットワークの間を接続する通信網を開発する責任がある。一方、その通信インフラは、接続完了後は PGCB の所有物になる。現在、Matarbari CTPP から Anowara の 400kV 変電所までの 400kV 送電線に光ファイバー複合架空地線 (OPGW) を敷設する計画を本調査で検討しており、同時に計画中の Anowara 変電所から Megnaghat 変電所までの 400kV 送電線の OPGW を経由して NLDC まで接続することになっている。

上記の通り、CPGCBL の発電所から発信された情報は、PGCB の SCADA ネットワークを通じて、PGCB の NLDC へ伝送される。その一方、CPGCBL の事務所は SCADA ネットワークと接続されないため、CPGCBL の事務所は発電所からの発信情報を直接受信することはできず、既存の BPDB の子会社と同じように、NLDC から公衆電話網 (FAX や E メール等) を通じて、翌日の発電可能容量等の限定された情報しか受信できない。

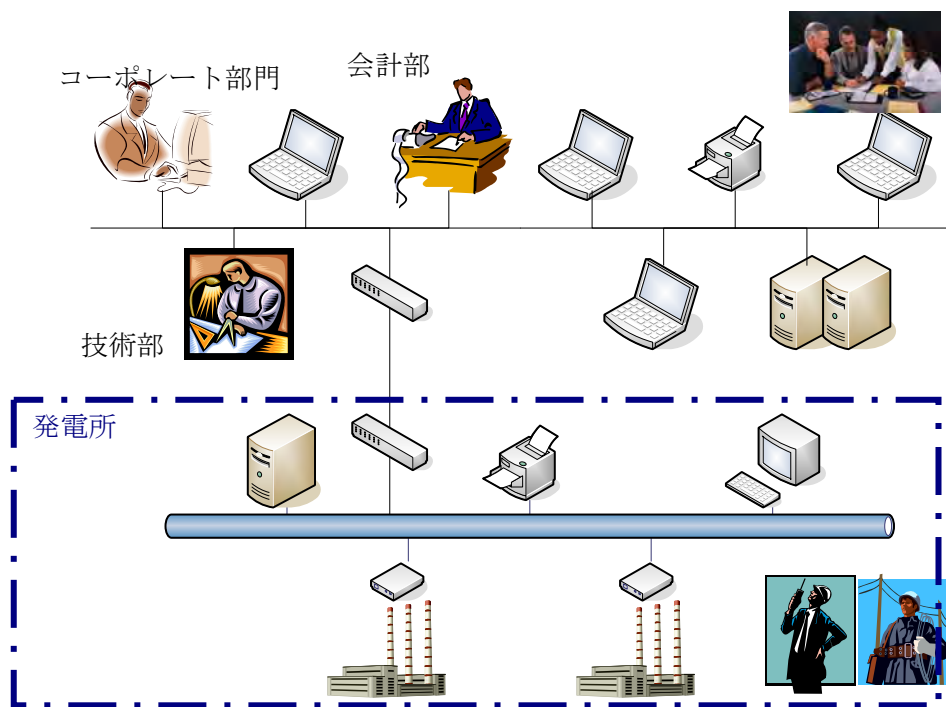
### 12.7.2 維持管理活動へのフィードバック：Performance Management System の導入

調査団として、データベース型 IT システムにより管理された発電所の情報の活用を最大限にすること、発電会社の社内の通信ネットワークを開発することの 2 点を提案する。

通信ネットワークの課題に加え、他の BPDB の子会社も直面している課題に CPGCBL は直面することになる。その課題とは、データがハードコピーで保存されている、もしくは管理職の特定の PC に保存されるため、発電所の製図や設備マニュアルのようなデータが、特定の職員 (管理職) にのみ公開される傾向があることである。また、年間の維持管理計画を作成する設計担

当の技術者や財務管理をしている会計管理の職員等、本来そのデータを必要とする職員が簡単にアクセスできないことである。

図 12.7-1 は、上記の課題を解決するための通信システム設計のイメージを示している。CPGCBL は通信システム自体を自社で開発をするか、又は、既に出回っている似た機能を持つ通信システムを調達する。



(出典: 調査団作成)

図 12.7-1 発電所ネットワークのイメージ

システムは以下の機能を備えた PC により構築される。

- ◇ 燃料効率管理機能
- ◇ 発電計画のための発電量記録管理機能
- ◇ 政府へ提出する発電月報の作成機能
- ◇ アニュアルレポート等の PR 資料の作成機能
- ◇ 定期点検に利用される統計データの作成機能

以上の結果を簡単に適宜、出力出来るようにネットワークとデータベースにより構築されたシステムとする。

表 12.7-1 情報データの種類

24時間監視データ		出力記録データ [14:00 1,000 MW]	
項目	サンプル値	項目	サンプル値
発電電力量	16,660 MWh	発電機出力	1,000 MW
消費電力量	636 MWh	主タービン圧力	246 atg
利用率	69.1%	主タービン温度	538 °C
所内率	3.8%	再熱蒸気温度	567 °C
発電所効率	39.6 %	供給水温度	279 °C
燃料消費量	3,354 kNm <sup>3</sup>	O <sub>2</sub> 濃度	1.4 %
燃料熱量	10,740 kcal	排ガス温度	110 °C
給水量	2 t	発電所効率	40.3%
取水排水温度差	3.9 °C	凝縮器データ	
クラゲ情報データ		項目	サンプル値
項目	サンプル値	取水口海水温度	21.1 °C
最大取水時間		取水排水温度差	7.0 °C
最大取水量	t/h	真空度	719.7 mmHg
8時の取水量	t/h	真空からの偏差	-1 mmHg
排ガスデータ			
項目	サンプル値	項目	サンプル値
NOx 濃度	ppm	ばいじん濃度	ppm
SOx 濃度	ppm		

(出典: 調査団作成)

CPGCBL は PGCB の SCADA を使用することが出来ないため、自前の内部通信網の導入が必要となる。内部通信網の構築には、伝送データの特性を考慮した高いレベルの情報セキュリティが必要となる。そのためには、PGCB が所有する OPGW の使用していない光ファイバー（空き芯）を PGCB から購入することが最も適切である。PGCB より空き芯を購入出来ない場合には、公的な通信会社が提供する商用バーチャルプライベートネットワークを利用することが適当である。

### 12.7.3 外部への情報発信

前章では内部利用の情報データについて記載したが、本章では公衆関係等、外部利用の情報データについて述べる。本プロジェクトで建設する発電所は規模が大きいことから、発電所の地域社会に与える影響は大きい。したがって、地域社会との信頼構築は欠かすことが出来ない。そのために、発電所の情報開示は信頼構築の取り組みの一つとなる。情報開示データ種別を以下に示す。

- 1) 排ガス：ばいじん、NOx、SOx を含む発電所から排出される主要な排ガスデータ  
 環境問題の監督機関である森林環境省では、これらの排ガスデータの定期的な報告を求めているため、既設の発電会社はウェブサイトを利用した情報開示を行っていない。その代わりに、排ガスデータの提出を求められた場合には、紙の報告書を政府に提出している。CPGCBL は、地域社会住民の求めに応じ、排ガスデータのモニタリングポストを設置すべきである。
- 2) 復水器の水温（温排水温度）：生態系に影響を与える発電所周辺の海水温の変化は漁業に影響を与える可能性がある。固定点での海水温測定は、漁業に与える影響を把握することが出来、地元の漁師との友好的な関係構築に適している。

## 12.8 経営計画

電力セクターに属する会社は、毎年、会社の業績を評価する Key Performance Indicator (KPI) の目標値を設定し、Power Division の Secretary との間で達成に向けた契約を取り交わしている。目標値への達成度合いにより会社の業績が評価され、そのレベルに応じてボーナスが支払われる。（又はペナルティが課せられる。） KPI の項目は会社の事業形態によって異なっているが、発電会社で採用している項目は以下の通りである。（目標値は APSCCL 社の例）

表 12.8-1 発電会社の KPI (APSCCL の例)

Key Performance Index (KPI)	Unit	Target
1 Plant factor	%	82
2 Availability factor	%	86
3 Auxiliary consumption	%	5.0
4 Power factor at HT side of step-up transformer	%	85
5 Average training hour per employee	hours	60
6 Average No. of responsive bids	Simple ave.	3.25
7 Percentage of tenders re-tendered	%	6.0
8 Average time to procure-foreign spare parts	months	3.70
9 Current ratio	ratio	2 : 1
10 Quick ratio	ratio	1.5 : 1
11 Debt service coverage ratio	ratio	3.5 : 1
12 Implementation of annual development program	%	100

(Source: APSCCL)

これらの KPI は会社としての目標値であり、すべての社員がこの目標値の達成に向けて努力を傾注する。そのため、上記に示した KPI の値を向上させることを目的に、発電所の業績を評価する指標として、より掘り下げた KPI を設定する必要がある。



## 第 13 章

### 運転維持管理





## 第 13 章 運転維持管理

### 13.1 組織管理システム

#### 13.1.1 基本方針

発電所の運転維持管理について、すべての業務を社員が実施するのは非効率である。運転維持管理業務の中でも、特殊能力を必要とする非常に専門的な業務のように、業務量に大きな波がある職種については、それぞれの発電所においてそのような人材を抱えているよりも、その都度、工事会社等に外注するのが効率的である。また、あまり技術力を必要としない定型的な業務や発電所に特有ではなく多数の実施可能な業者がある業務については、社員が実施するよりも業務委託を図る方が人件費の削減が可能であり効率的である。このような業務委託は、なるべく地域の業者に委託することで、地域経済の活性化にも貢献する。

ただし、「バ」国において初めて導入する機器の O&M については、運転開始当初は、委託可能な業者が存在しないことも考えられるため、当面は社員が実施し、ある程度技術を積み上げた段階で、熟練した技術者達が事業を立ち上げ（子会社化も一つの手）、その会社に委託する。

基本的な業務の分担は、以下を基本とする。

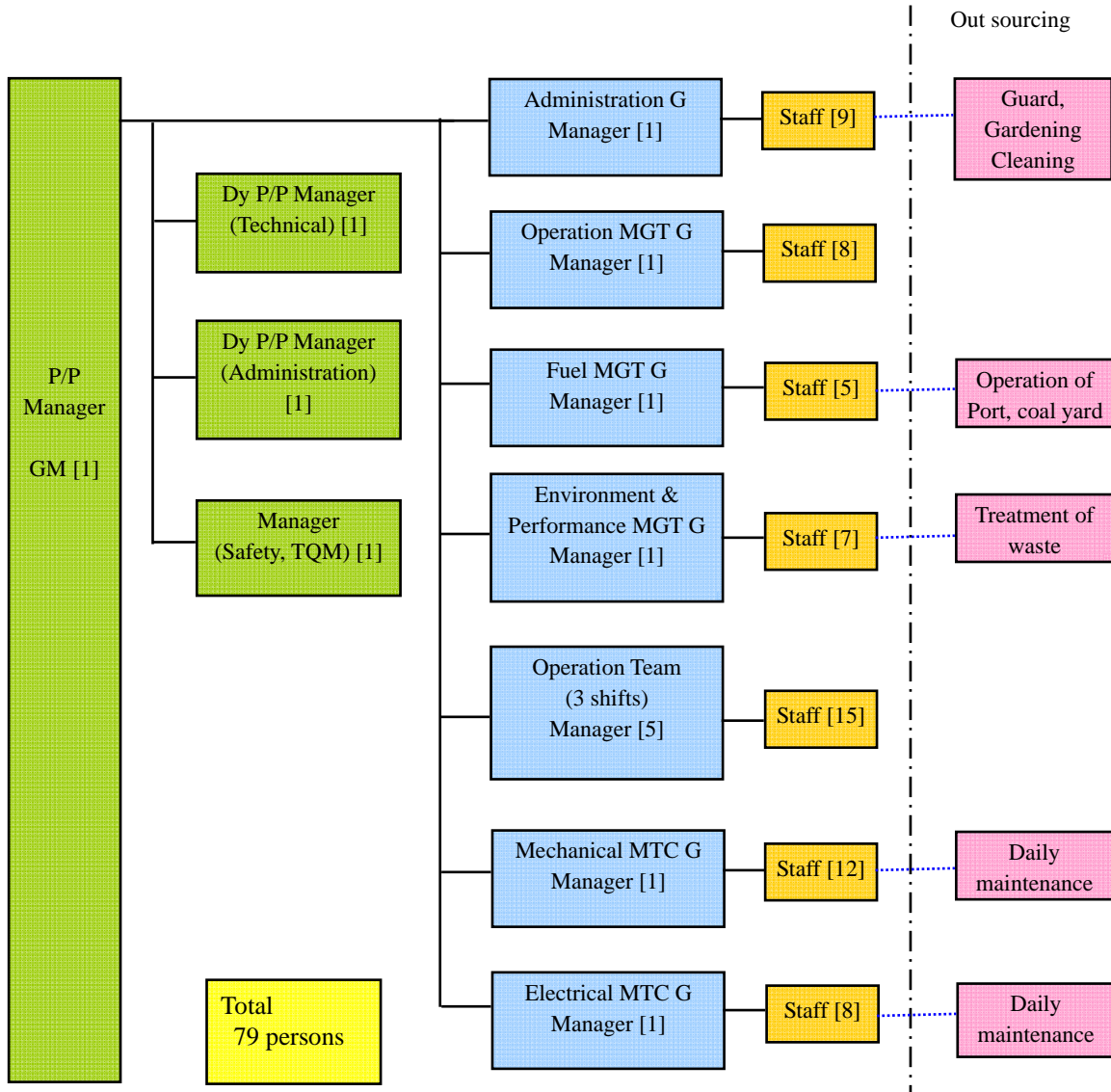
表 13.1-1 O&M 業務の分担

項目	業務内容
社員が実施する業務	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 発電プラント（主機）の運転操作（当直員）</li> <li>■ 主機（ボイラ、タービン、発電機、制御装置、ミル）の維持管理</li> <li>■ 事故発生時の初期対応</li> <li>■ 緊急補修措置が必要な場合の応急修理（Workshop スタッフが対応）</li> <li>■ 運転計画、補修計画の策定</li> <li>■ 点検時の工事監理</li> <li>■ 委託業務の管理</li> </ul>
当面社員が実施し、将来的には他社に委託する業務	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 石炭の受け入れ、払い出し（混炭も含む）</li> <li>■ 石炭関連設備（港湾、受け入れ設備、貯炭場、輸送設備）の維持管理</li> <li>■ 排水処理、灰の処理 など</li> <li>■ 電気集塵器・灰処理装置・脱硫装置、灰捨て場等の環境設備の運転・維持管理</li> <li>■ 日常補修、簡易点検手入れ</li> </ul>
他社に委託する業務	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 警備</li> <li>■ 発電所内清掃</li> <li>■ 構内緑化</li> <li>■ 食堂など付帯設備の運営</li> <li>■ 本格点検手入れ時の開放点検・検査・補修</li> </ul>

13.1.2 組織図と業務分担

(1) 日本の例

参考として、日本における石炭火力発電所（1,000MW 1 台）の組織図（2012 年 6 月現在）を以下に示す。



(Source: JICA Study Team)

図 13.1-1 日本における石炭火力発電所の組織図例

発電所の要員数は 79 名であるが、多くの業務は外注しており、定常時においては 320 名程度（79 名の従業員を含む）が発電所構内で運転維持管理業務を行っている。

表 13.1-2 石炭火力における業務分担（日本の例）

項目	業務分担
発電所長	■ 発電所の全体管理
副所長（技術）	■ 発電所長のサポート（技術面）
副所長（事務）	■ 発電所長のサポート（事務面）
所長付き（安全、TQM）	■ 発電所長のサポート（安全面、品質管理面）
事務グループ	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 総務</li> <li>■ 渉外</li> <li>■ 用地管理</li> <li>■ 人事管理</li> <li>■ 要員管理</li> <li>■ 経理、資材調達</li> <li>■ 警備</li> </ul>
運転管理グループ	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 発電計画</li> <li>■ 運転管理</li> <li>■ 防災</li> <li>■ 安全管理</li> </ul>
燃料管理グループ	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 燃料の受け取り、貯蔵、在庫管理</li> <li>■ 燃料設備（スタッカ、ベルトコンベア等）の維持管理</li> <li>■ 燃料供給管理</li> </ul>
環境・効率管理グループ	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 設備効率、発電コストの管理</li> <li>■ 燃料及び水の化学分析</li> <li>■ 環境管理</li> <li>■ 環境設備の維持管理</li> <li>■ 発電所の運営計画</li> <li>■ オフィスオートメーション</li> </ul>
運転班	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 運転監視 (5班×4名/班、3交替)</li> </ul>
機械管理グループ	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 機械設備（ボイラ、タービンなど）の維持管理</li> <li>+ 日常点検</li> <li>+ 定期点検の設計とコスト計算</li> <li>+ 工事実施時における安全、品質管理、工程管理</li> <li>+ 機器の診断</li> </ul>
電気管理グループ	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電気設備（発電機、制御装置など）の維持管理</li> <li>+ 日常点検</li> <li>+ 定期点検の設計とコスト計算</li> <li>+ 工事実施時における安全、品質管理、工程管理</li> <li>+ 機器の診断</li> </ul>

(Source: JICA Study Team)

(2) 提案

日本における石炭火力の例を参考に、調査団は Matarbari CTPP における組織図と要員数を以下のように提案する。

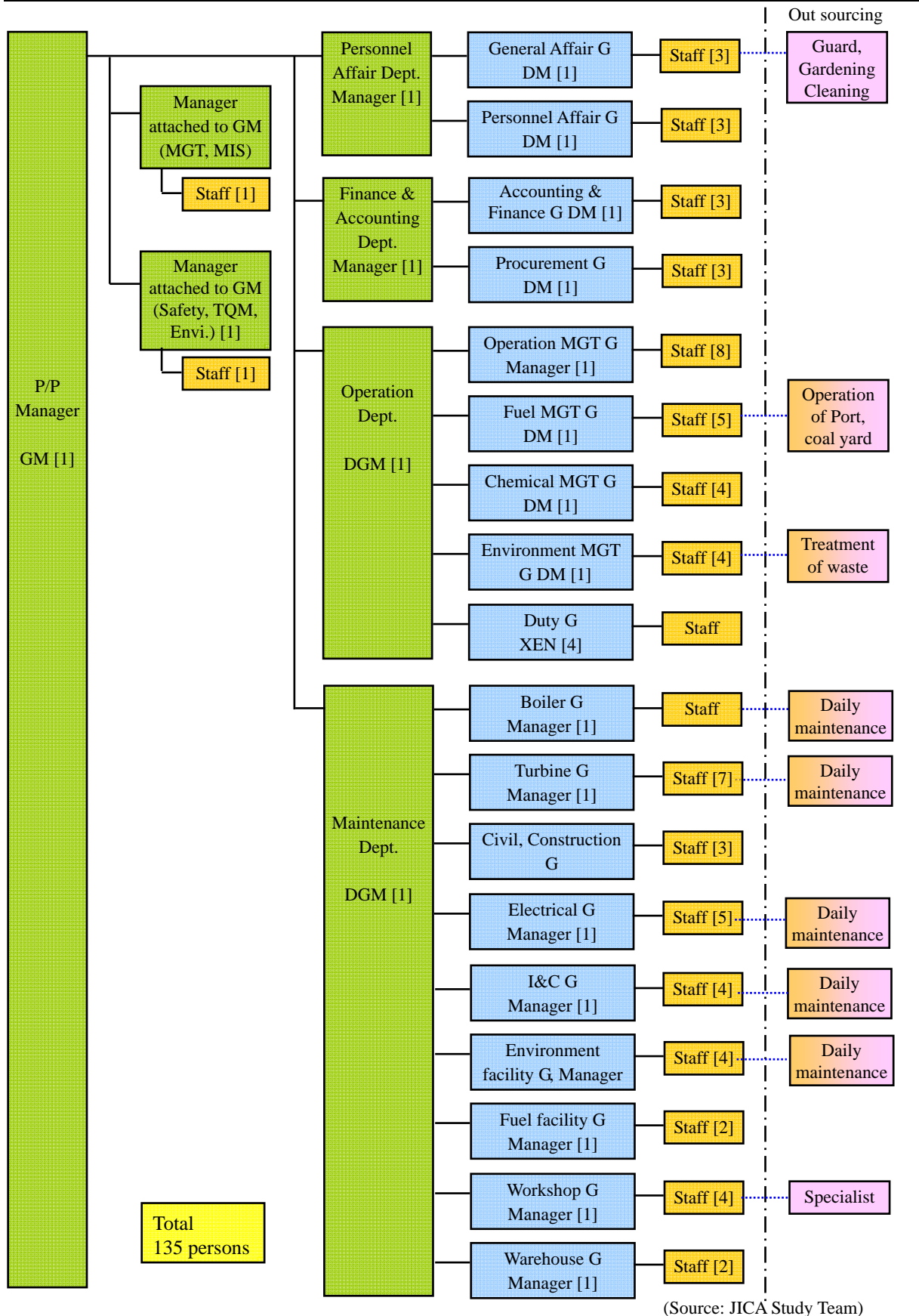


図 13.1-2 Matarbari CTPP の組織図

各部門の業務分担は以下の通りである。

表 13.1-3 Matarbari CTPP の要員数と業務分担

項目	要員数		業務分担
	管理職	一般職	
所長	1		発電所の全体管理
所長付き（運営管理、 情報管理）	1	1	発電所長のサポート（運営計画、設備効率、発電コスト管理、オフィスオートメーション、情報管理面）
所長付き（安全、品質 管理、環境）	1	1	発電所長のサポート（安全、品質管理、環境面）
人事部長	1		発電所長のサポート（総務、人事面）
総務グループ	1	3	総務 渉外 用地管理 警備
人事グループ	1	3	人事 人材開発
経理部長	1		発電所長のサポート（経理面）
経理グループ	1	3	経理
資材調達グループ	1	3	資材調達
運転部長	1		発電所長のサポート（運転面）
運転管理グループ	1	8	発電計画の作成 運転管理 防災 安全管理
燃料管理グループ	1	5	燃料の受け取り、貯蔵、在庫管理 燃料設備（スタッカ、ベルトコンベア等）の維持管理 燃料供給管理
化学管理グループ	1	4	燃料及び水の化学分析
環境管理グループ	1	4	環境管理 環境設備の運転管理
運転班	4	28	運転監視 （4班×8人/班、3交替）
維持管理部長	1		発電所長のサポート（維持管理面）
ボイラグループ	1	13	ボイラの維持管理
タービングループ	1	7	タービンの維持管理
土木グループ	1	3	土木設備の維持管理
電気グループ	1	5	発電機の維持管理
制御グループ	1	4	制御装置の維持管理
環境設備グループ	1	4	環境設備の維持管理
燃料設備グループ	1	2	ミルの維持管理
修理工場グループ	1	4	部品等の修理
資材倉庫グループ	1	2	資材倉庫の管理
<b>Total (135)</b>	<b>28</b>	<b>107</b>	

(Source: JICA Study Team)



なお、要員数は、当面社員が実施し、将来的には他社に委託する業務の移管が終わった後の数値である。このため、運転開始当初は、燃料管理グループ、環境管理グループ、ボイラグループ、タービングループ、電気グループ、制御グループ、環境設備グループなどの中に、将来、委託会社に移籍する予定の要員を追加で確保しておく必要がある。

## 13.2 運転維持管理

### 13.2.1 基本方針

本事業で導入する大型石炭火力発電所は、「バ」国において初めての技術がたくさん含まれている。このような設備を的確に運転保守していくためには、以下のような仕組みを構築して、「バ」国内の発電関係技術者の底辺拡大を図り、将来的には、「バ」国内技術者のみで同様な設備の建設・運転・保守ができるようにスキルアップを図っていくことが重要である。

#### (1) 建設期間における実地研修の実施

EPC コントラクタ（又はプラントメーカー）の受注条件の中に、積極的に「バ」国の工事会社や技術者を雇用し、OJT を通して技術ノウハウを伝承することを入れ、CPGCBL 社員、「バ」国工事会社関係者、「バ」国の溶接工などのスペシャリストが、建設期間中にノウハウを取得してスキルアップを図る仕組みを構築する。

#### (2) メーカー指導員の技術支援

営業運転開始後、初期トラブルが収束し、安定運転域に入るまで何らかの形で納入メーカーの技術支援が必要と推測される。初期トラブルの対応措置が遅れて大事故に至ることを避けるため、ボイラとタービンについて数年間、メーカー指導員を常駐させて、現場に即応した指導を受けられる体制・仕組みを構築する。一方、この支援に頼りすぎるといつまでたっても自立できないので、メーカー指導員に任せきりにせず、常に一緒に現場で現状把握をして、考える仕組みが必要である。

#### (3) O&M コンサルタントの雇用

O&M 業務の中には、ボイラの燃焼管理、ボイラの汚れ除去、石炭灰の処理、ボイラの水質管理、環境設備の運用など石炭発電所に特有の業務に加えて、石炭輸送船の配船の指示、石炭の受入・払い出し（石炭の混合）など燃料面の業務もあり、ほとんど経験のない業務を実施していく必要がある。このため、試運転開始前から、数年間、O&M コンサルタントを雇用し、現場に即応した指導を受けられる体制・仕組みを構築する。なお、O&M コンサルタントについては、12.6 章で示した、Supporting Agency（石炭調達時に雇用したコンサルタント）が兼ねることも一つの手である。

### 13.2.2 石炭火力発電所の特徴

本事業で導入する発電設備は、「バ」国では初めての大型石炭火力である。これまで「バ」国では、ガス焚ボイラの運転経験は豊富にあるが、石炭焚ボイラの経験はほとんどない。石炭焚ボイラはガス焚ボイラと以下のような点で異なっており、O&M 上、ガス焚ボイラよりも高度な技術が要求される。

表 13.2-1 石炭焚ボイラとガス焚ボイラの比較

	石炭焚ボイラ	ガス焚ボイラ
通風系統	燃焼灰の炉外漏洩を防止するため平衡通風(燃焼用空気押し込み通風機:FDFと燃焼ガス誘引通風機:IDFにより、炉内圧を-10 mm Aq 程度保持)システムを採用し、炉内を負圧状態にしている。	燃焼用空気押し込み通風機:FDF で炉内を加圧状態に保っている
バーナ構造	一次空気(微粉炭搬送用:微粉+一次空気混合気体)+二次空気+三次空気により火炎角度、長さを調整する構造であり、複雑である	リングバーナノズルから一定圧力のガスを噴射する簡単な構造である
燃焼灰の発生量	灰分含有率は炭種により差があるが、瀝青炭・亜瀝青炭には 10~20%前後の灰が含有している。このため、火炉底部のクリンカー、電気集塵器下部でフライアッシュの処理が必要である。(埋立の場合、広大な用地確保、埋立場からの灰飛散対策が必要となる)	殆ど煤の発生は無い
ボイラ内の灰の付着	燃焼灰の付着・熔融によりボイラ内部の灰汚れ(スラッキング・ファウリング)は避けがたい。	ほとんど発生しない
補機構成	石炭を微粉加工する微粉炭機+微粉を搬送する一次空気通風機、灰処理装置、電気集塵器、脱硫装置の環境設備が必要	ガスパイプのみ
燃料性状	産炭地により大きく性状が異なり、ボイラ設計炭に対し、発熱量で±500~700kcal/kg の幅がある。また、灰分、水分、硫黄分などの含有比率が大きく異なる。	単一性状
燃焼調整の難易度	混炭調整するが、石炭性状の違い等が燃焼に影響する。石炭灰の熔融、付着、堆積があり、伝熱面の汚れが運用に大きく影響する	一度調整すると殆ど修正することは無い。灰の発生も伝熱面の汚れも全くない。

(Source: JICA Study Team)

なお、タービンについては、蒸気の最高温度と最大圧力が従来最大ユニットよりも高くなるため、タービン材質も大幅にグレードアップされるが、基本的な違いはない。

以上、現在のガス焚発電所に対して石炭焚発電所の場合、燃焼維持管理、石炭灰の処理、ボイラの汚れ除去が、新たに追加となる運用上の大きな課題である。



### 13.2.3 「バ」国内における技術的能力

#### (1) 稼働中ユニット

##### 1) 設計蒸気条件

- ガス焚火力 150～210MW 級(Ghorasal, Ashuganj)  
タービン入口蒸気条件 12.4MPa 主蒸気 538°C/再熱蒸気 538°C
- 石炭焚火力 125MW 級(Barapukuria)  
タービン入口蒸気条件 12.4MPa 主蒸気 538°C/再熱蒸気 538°C

本事業で適用を考えているユニットのタービン入口蒸気条件は、24.5MPa 主蒸気 600°C/再熱蒸気 600°C級であり、稼働中のユニットと比較すると、圧力、温度ともに大幅に高くなり、非常に高度な技術レベルが求められる。

##### 2) 運用状況調査

今回、訪問調査した Ghorasal, Ashuganj 両火力の運転状態を以下に示す。

**表 13.2-2 Ghorasal 発電所と Ashuganj 発電所の現在の運転状態**

Unit.	Commissioning	Installed Cap(MW)	De-rated Cap(MW)	Running hours	Turbine Major O/H	Remarks
Ghorasal P/P (BPDB)						
3	14-09-1986	210	180		2	HP Heater By-Pass
4	18-03-1989	210	180		1	HP Heater By-Pass
5	15-09-1994	210	190		0	HP Heater By-Pass
6	31-01-1999	210	190		0	2010 年から事故停止中
Ashuganj P/P (APSCL)						
3	14-12-1986	150	150	193,075		
4	04-05-1998	150	150	188,006	1	
5	21-03-1988	150	150	172,851	1	

(Source: BPDB, APSCL, modified by JICA Study Team)

Ghorasal(ロシア製)及び Ashuganj(IHI 製)発電所ボイラ型式はボックス型で火炉上部に横置過熱器、再熱器エレメントを配置したガス焚ボイラである。運用状況は以下の通りである。

- 炉底はフラットで、火炉上部までの足場掛け日数は4日程度で、経年劣化した火炉蒸発管、過熱器管等はブロックごとに取り替えを行っている。
- タービンについては、上記の表のごとく開放点検は極端に少なく、運転継続が可能なうちはオーバーホールをしない様子である。依って、タービン室効率を全く無視した運転を継続している。
- Ghorasal 発電所では、10%程度出力が低下しているが、出力をより多く出すために高

圧給水加熱器バイパス運転をしている。<sup>1</sup>

- タービン本格定期点検手入れには 6 か月程度を要し、毎回タービンアライメント (Alignment 芯出し)、フィールドバランス(軸振動調整)に長時間かかっている。
- 発電所では、振動の位相、振幅を計測する振動分析器を所有していない。
- Ghorasal 発電所 6 号機は 2010 年 7 月にタービン室内の油に引火して火災が発生したため停止しているが、入札手続きに時間がかかっており、事故後 2 年以上たった今でも全く修理を開始できないでいる。

### 3) 補修実態調査

ガス焚ボイラは燃焼に際して灰の生成付着もないので、煤吹き用スートブロワは設置していない。石炭焚ボイラのように燃焼灰による各伝熱面の汚れによる収熱バランスの崩れがボイラ運用を大きく左右する恐ろしさも認識していない。このような現象に起因するチューブメタル温度局部過熱による漏洩噴破も体験していないと思われる。

しかし、経年化により劣化したチューブ漏洩の緊急修理、計画的にチューブエレメントの取替工事も行っており、直営で対応するケース、社外工事会社に請負工事で依頼しているケースもあり、国内補修工事の体制はできている。

例えば、チューブ補修は TIG 溶接(低合金鋼継手部)を自社溶接工が行い、溶接部位の健全度確認は非破壊検査を外部専門会社に外注している。

遠心式通風機、構造が簡単なポンプ類もダメージの程度により構内工作工場で修理している。

電源を長期停止して行う Major Overhaul 時にどのような工期短縮化の工夫等を行っているかヒヤリングを行ったが、従来通りの日勤通常勤務時間内の作業体制を継続していた。工期短縮により早期発電した電力量増加に対して直接作業員の収入増 Incentive があれば、積極的な工法見直しなどの提案もあるのではないかと思う。

## (2) 下請け会社の技術力

営業運転開始後の、計画外停止トラブル時の緊急補修、オーバーホール時のボイラ点検手入れに伴う検査、計測、補修が「バ」国国内技術で対応が可能かという観点で調査した。

### 1) 発電所補修専門工事会社の調査

今回、Bengal Electric Limited, Levant Industries Limited の両社を調査した。

Bengal Electric Limited は 1965 年に設立されており、Ashuganj 発電所建設時に IHI 傘下でボイラ本体組立工事に従事している。また、建設工事に必要な手持ち機材も一応揃えてあり、即応可能である。(取扱う部材の大きさ、重量等で過去に経験していないものもあるが、基礎があるので対応はできる)

Levant Industries Limited は 1986 年に設立されており、電気工事・計装工事を始め、屋外補機の建設・保守を専門としている。請負実績も多い。

<sup>1</sup> 一般的には、高圧タービンの途中から蒸気の一部を抽気して給水加熱に利用し、効率向上を図っている。バイパス運転は、給水加熱用の蒸気もすべて発電用に使用することにより、出力の増加が可能となるが、効率の大幅な低下となる。

両社とも発電所建設工事 EPC コントラクターの下請けとして、発電プラント工事を経験している。しかし、本事業で提案している発電設備は、以下のような点で従来のものと異なり、「バ」国内では初めての経験となる。

- ◆ チューブ口径の差(例えば、従来型自然循環ボイラ火炉壁管 63.5 mm φ、貫流ボイラ火炉壁管 22.2 mm φ)
- ◆ 210MW 級と 600MW 級のボイラ・タービン構造物の大きさ(設備単位毎の製品重量の重さ)
- ◆ 主蒸気配管・再熱蒸気配管の大口径化、肉厚化
- ◆ 蒸気条件の高温・高圧化によるボイラ・タービン部材の違い
- ◆ 微粉炭装置の大型化
- ◆ 軸流通風機の採用
- ◆ 脱硫装置の設置 など

このように、本事業で提案している発電設備に関する技術に関しては、経験していない要素もあるが、建設工事 EPC コントラクターの下請けで、メーカー指導員のもとで建設作業を担務する素地は十分にある。その上、建設工事で下請けに入り、建設工事中にスキルアップを図ることで、将来、発電会社からの点検手入れ、補修工事の外注に対応することは十分可能と判断できる。

溶接作業においては、Cr-Mo-SUS 材の異材継手、SUS-SUS 材継手の溶接は殆ど経験ないものと推定される。小口径ボイラチューブの現地溶接、Cr-Mo と SUS 材の異材溶接、SUS-SUS の現地溶接に従事する技能者は、プラントメーカー溶接指導員の実務アドバイスと OJT で経験を積むことにより、運転開始後の補修作業における対応は可能になると考えられる。

## 2) 非破壊検査会社の調査

Bangladesh Atomic Energy Commission の NDT Division と、Bangladesh Industrial X-Ray を訪問し実態調査を行った。

Bangladesh Atomic Energy Commission は原子力利用技術と原子力発電関連技術の研究機関として発足しており、その内の NDT Division(1986年設立)の現状を調査した。非破壊検査技術として、放射線透過試験(X-Ray,  $\gamma$ -Ray)・超音波探傷試験(UT)・磁粉探傷試験(MT)浸透探傷試験(PT)・電磁誘導試験(Eddy Current)等の機材を所有している。また、放射線源を運搬移動する際の格納容器も所有していた。

また、同機関は ISO-9712「非破壊試験技術者認定・認証」<sup>1</sup>を取得しており、技能者育成のトレーニングも行っている。

Bangladesh Industrial X-Ray(1995年設立)は民間会社であり、上記の NDT Division と検査技術内容は大差ない。工事受注リストの Power Plant では、Mymensingh Power-1(三菱下請け)、Mymensingh Power-3 (Siemens 下請け)、Ghorasal 発電所 (Russia の下請け) 等で広く非破壊検査を行っている。

<sup>1</sup> JIS Z 2305 は ISO-9712 に準じている

また、同社は溶接後熱処理(PWHT: Post Weld Heat Test)技術もあり、主蒸気管のような厚肉部材溶接後の熱処理技術もある。

両会社を調査した限り、非破壊検査技術に関して心配は無いと推定される。非破壊検査技術の品質管理については、受注メーカーの下請けで、メーカー指導員の監督で実施される体制下では問題ない。

主蒸気管、高温再熱管等、大口径厚肉部材溶接部非破壊検査技術について未経験技術もあるが、反面、この石炭火力建設工事を通じて「バ」国のスキルアップができる技術も多いと思う。

経年化の進んだ高温部材の余寿命診断技術として、簡易金属組織検査として日本で普及しているスンプ法 SUMP: Suzuki's Universal Method of Printing、レプリカ法: Replica Method は未経験である。主蒸気管、高温再熱管等大口径配管溶接熱影響部内部欠陥検出の検査手法として日本で普及している TOFD 法: Time of Flight Diffraction Technique も未経験である。しかし、SUMP, TOFD で検査が必要な時はプラント納入メーカーに検査を依頼すればよいが、USC プラント運用管理にあたるものは、常に高温高圧部材の劣化についての問題意識が必要である。

#### 13.2.4 個別課題への対応策

##### (1) 蒸気条件と使用材質のグレードアップ化に対する問題点

「バ」国内で稼働中のプラントではタービン入口蒸気条件は、圧力 12.4MPa 主蒸気温度 538°C/再熱蒸気温度 538°C級であり、ボイラ最終過熱器及び最終再熱器管、同管寄で採用している管材は ASME-T22 (JIS-STBA24)若しくは ASME-T11 (STBA-23)級のフェライト系低合金鋼 (Cr 含有量 1~2%程度) と推定される。

本事業で建設する予定の石炭火力は USC であり、タービン入口蒸気条件は 24.5MPa 主蒸気 600°C/再熱 600°C級であり、材質グレードも大幅に向上する。

具体的には、高温高圧に対するクリープ強度、管外面の高温腐食、管内面の水蒸気酸化スケール、還元雰囲気で生成する硫化腐食に強い材質を採用する必要がある。例えば、ボイラ高温高圧部材は 9Cr.12Cr のフェライト系合金鋼 (Cr 含有量 9%, 12%) と 18Cr-8Ni オーステナイト系ステンレス鋼を組合せる。このため、随所に合金鋼とステンレス鋼の異材継ぎ手が存在する。(異材取合い溶接部では、熱膨張係数の違いからの割れ、炭素移動による脱炭もあり、フェライト系側のクリープ強さ、熱疲労強さが低下する。)

これら耐熱鋼部材の信頼性は溶接技術で決まるとも言われるほどであり、特にフェライト系合金鋼で Cr の含有量が多くなってくると、溶接部の熱処理 (焼きならし+焼き戻し) が重要になってくる。

これらの材質規格のベースは ASME (American Society of Mechanical Engineer) であり、多くの国が ASME 認証を受けてボイラチューブを製造している。ボイラ用耐熱鋼を採用する際には、公称化学成分を十分に評価比較する必要があるが、ASME 認証材の公称成分だけで評価するのではなく、トータルライフで耐熱鋼を評価するのが望ましい。

**Box.** 日本における例

- ◆ 日本の電気事業法において、異材溶接部はインコネル系溶接棒を使用して割れ防止を図ることが決められている。
- ◆ 日本では、ASME 認証材の公称組織成分に対して少量の元素を添加し、クリープ強度、水蒸気酸化スケール生成を抑制する材料を「発電用火力設備の技術基準」で、「火 STBA-28」認証材として認めている。（同様の品質の材料は ASME 認証材にはない。）

通常は営業運転開始後、構造・材質・据付上に起因する初期トラブルが、収束して安定運転域に入り、累積運転時間、起動回数の増加とともに高温高圧部材組織がどのように変化するか、クリープ強度の低下、繰返し熱疲労の蓄積がどのように進展するのかは運転状態値が基準値内に収まるかで決まってくる。

特に、バーナ燃焼調整の崩れ、燃焼ガスフローのアンバランス、チューブ内蒸気フローのアンバランスは金属組織の劣化を早めることになる。

石炭焚ボイラのチューブブリークは完全に回避することは難しいが、基準値運転の継続がチューブブリーク発生件数を低減させる。

(2) 石炭焚ボイラの石炭灰による汚れ

石炭火力発電所の運用保全で最も大きな課題は、大型亜瀝青炭焚ボイラをいかに計画値に近い運転状態値で安定運転を継続させることである。

ガス焚ボイラに比べて、同蒸発量のボイラを比較すると、サイズは高さ・幅・奥行ともにサイズアップされ大型になる。また、炉底形状は火炉内で捕集される燃焼灰を安全に炉外に排出するため、落下灰を炉底中心部に集めやすいホッパー形状を採用している。

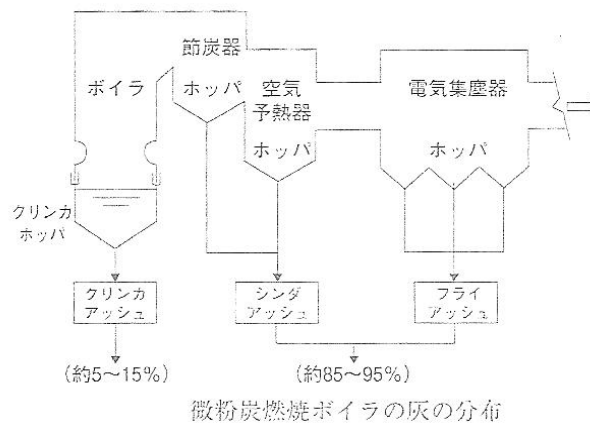


図 13.2-1 微粉炭燃焼ボイラの灰の分布

また、石炭の灰成分、灰の軟化度により、多少の違いがあるが、燃焼灰の付着・熔融によりボイラ内部の灰汚れ(スラッキング・ファウリング)は避けがたい。

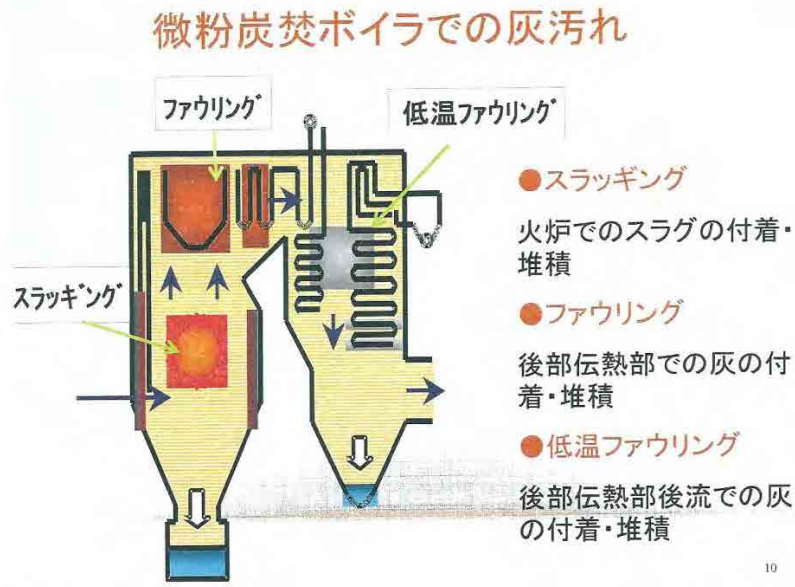


図 13.2-2 微粉炭燃焼ボイラでの灰汚れ

一般的に亜瀝青炭等低品位炭の石炭灰による障害箇所は

- ◆ 火炉スラッキング発生部位の硫化腐食
- ◆ 火炉上部伝熱面ファウリング発生部位の石炭灰高温腐食
- ◆ 後部伝熱面の低温ファウリング発生部位の灰付着堆積
- ◆ 火炉面のスラグ剥離脱落によるクリンカーホッパー内の水蒸気爆発
- ◆ フィン付節炭器に灰堆積による収熱低下

等があり、ガス焚ボイラでは発生しない事例であり、これら障害は、ボイラ出口排ガス温度の上昇に波及し、ボイラ室熱効率が低下する。

石炭灰によるアッシュエロージョンも石炭焚ボイラ特有の事象であり、チューブ外面の減肉を引き起こす、特有のチューブ損傷事例である。

これら石炭灰による汚れ除去の方法として、以下のような対策が試みられている。

- ◆ ガス焚ボイラでは設置していない蒸気式スートブロウを設置し、一日に数回、シーケンシャルに運転し、灰落とし操作を行う。特に付着が酷い箇所は集中的に運転回数を増やして対応している。
- ◆ 需要が低い時は発電負荷を 50%程度まで下げて運転することにより、チューブ外面と付着クリンカー間の温度差により剥離させている。
- ◆ 灰の軟化温度が低い炭種を使用しているボイラで、クリンカーの大塊が付着した箇所をウォーターガン(高圧消火栓)で狙い撃ちし強制剥離作業を行っている。
- ◆ また、付着クリンカーをソフト化するために添加剤を吹き込んでいる。

(3) 石炭焚ボイラのサイズと、炉底ホッパー形状の違いによる保守面工期でのデメリット

伝熱面の汚れを回復するために、石炭焚ボイラは1年に1回、運転を停止して、付着灰を落すクリーニングを実施する必要がある。作業の工程表を以下に示す。

表 13.2-3 作業工程表（最短のケース）

days	1-5	6-10	11-15	16-20	21-25	26-30
火炉上部のクリンカー除去	■					
仮設床の設置		■				
仮設足場の設置		■	■	■		
実作業				■	■	
仮設足場の解体撤去					■	■

石炭焚ボイラの場合、停止後、直ちに炉内に入ることは出来ない。火炉壁管及び火炉上部吊下げ型過熱器管に付着したクリンカー大塊の脱落があり、危険なため、安全確保が確認できるまで上部マンホール等から人力で付着クリンカーの除去作業が必要となる。この作業は600MW級亜歴青炭焚ボイラで5～7日間程度必要となる。

ガス焚ボイラの場合、炉底はフラット形状であるが、石炭焚ボイラの場合、傾斜構造であり、炉底クリンカーホッパーへの墜落防止策として、開口部に仮設床を設置して開口部を塞ぎ炉内作業員の安全を確保している。このための作業期間に数日間を必要とする。

次に、炉内での作業を行うために、炉内の最上段バーナ上部まで点検用仮設足場を設置する。この作業に24時間交代作業で10日間程度必要となる。（24時間交代作業を導入しないと、更に7日間程度の工期延長となる。）炉内点検用仮設足場は、炉底から組上げる方式、ボイラ天井部からワイヤーで吊下げる方式があるが、工期的には大差ない。実作業終了後の足場解体に4日程度必要となる。

このように、実作業の前工程と後工程のために、20日～25日必要であり、Simple Overhaulでも30日程度の停止が必要となる。このように、付着クリンカーの除去、炉内足場組立、解体が工期短縮化のキーポイントとなる。

クリンカー落とし作業の工期短縮のため、停止数週間前からクリンカー剥離効果のある添加剤の吹き込み又はウォータージェット(水噴射ブロワー)操作を行っているのが実態である。ボイラ設計炭ベースの混炭率をキープして、火炉出口ガス温度を使用石炭の灰軟化温度以下に保つ適正な燃焼管理を行い、クリンカーの形成を極力抑えることが望まれる。

なお、炉内足場は建設時に使用したものを購入し、建設時の足場組立・解体工法をビデオで撮影し、以後の炉内作業時の参考とすることも大切である。

このように、毎年最低でも約30日に及ぶ停止が必要になるが、定期的に停止してボイラのクリーニングを行うとともに、簡易点検手入れを確実に行うことが安定運用につながる。

(4) 大型石炭焚火力発電設備運転要員の技術習得について

プラント操作にあたる当直要員候補者のうち、将来上級指導者（当直長又は副当直長）候補者は、受注したメーカーの同種・同容量のプラントで6か月間程度プラント総合研修(ボイラ・

タービンを含めたユニット研修)を行い、スキルアップを図る。総合研修受講者数は、2名/班×4班=8~10名程度を派遣する(転職、海外流出による減を想定)

この総合研修受講者がメインになり、試運転操作にあたる。また、試運転期間中はメーカー指導員からケースバイケースで OJT を受ける。石炭焚ボイラは石炭性状と燃焼状態により石炭灰による火炉壁管の汚れ(スラッシング)、過熱器・再熱器伝熱面の灰付着(ファウリング)で運転状態値が変化する。試運転期間中はボイラ設計炭をベースとした、各種石炭の混炭燃焼を行い、ボイラ性能変化(NOx 特性・未燃分損失特性)を把握することと、各種保安装置作動時の緊急操作対応を習得する。このため、試運転期間は、6か月程度と長めに設定する。

なお、試運転期間中は若手の操作員候補者も多く参画させて、巡視点検を含めた技術技能習得を行う。

#### (5) USC ボイラ水質管理技術の習得

水及び蒸気の水質に起因するボイラ・タービン系統内のスケール付着、腐食などの障害を未然に防止するため、水質管理を行っているが、従来の自然循環式ボイラで採用してきた揮発性物質処理方式(アンモニア+ヒドラジン注入)から、火炉壁管内スケール抑制のために酸素処理方式(pH 調整剤としてアンモニアを注入し、ヒドラジンの代わりに微量の酸素を注入する)の併用が採用される。起動・停止時は揮発性物質処理、連続運転時は酸素処理方式となる。発電日勤化学グループ担当は試運転段階から水質管理技術技能をメーカー指導員から習得する。

#### (6) 大型石炭焚火力発電設備補修要員の技術習得について

補修部門において、将来上級指導者(実務を把握し、下請けに作業指示、安全管理指示を行う監理員級)となる候補者(各パート別(ボイラ・タービン・電気・制御)2名、計8名)は、運転要員と同様に受注したメーカーの同種・同容量のプラントで6か月間程度研修を行い、スキルアップを図る。具体的には、Major Overhaul の時期をねらって、プラント停止→仮設足場施工→点検手入れ→検査計測→ボイラ水圧→点火→保安テスト→通気併入の Major Overhaul 全工程を通して現場技術を習得するのが望ましい。その他、Simple Overhaul (石炭ボイラの汚れを Clean-up する毎年 30 日程度の停止作業)、ボイラチューブリーク等緊急補修工事、日常補修工事の実務研修を行い必要な技術技能習得を行う。

特に、石炭焚ボイラの場合、炉内仮設足場を取付、この足場上からチューブ外側に付着する灰、スケールを除去して、腐食・減肉の目視検査を行い、必要に応じて UT 肉厚計測器を用いて肉厚のトレンド管理が必要であり、研修先で炉内仮設足場の施工方法と高所足場上の作業管理を習得することが、ボイラチューブの品質管理につながる。

また、建設工事着工後は、常に現場でボイラの組立、現地溶接施工要領を写真、ビデオに収めて、若手発電所員のマニュアル教材として使う事を推奨する。この写真、ビデオはチューブリーク時にアクセスする方法、仮設足場の掛け方にも参考となる。タービンについても車室搬入、ロータ組込、上半車室取付、締付ボルト管理等すべてを Visual 化して生きた教材を作ることがを推奨する。

なお、タービンアライメント(軸芯調整)、フィールドバランス調整等初期値の保管管理と、以後のトレンド管理を確実に伝承する仕組みが重要である。



一方、完全な組立状態で搬入されるポンプ、通風機、大型弁類、ボイラ安全弁等は初回分解時に同じように Visual 化して教材作りを忘れないことである。

なお、運転時間ベースで点検手入れが必要な微粉炭機は試運転期間内に納入メーカー所掌範囲で分解点検補修があるので、発電所運転開始後の微粉炭機担当は積極的に参加することが肝要である。

### 13.3 発電所におけるキャリア開発とトレーニング

CPGCBL 社が、「バ」国でこれまで経験のない大型の石炭火力発電所の O&M を実施していくにあたり、CPGCBL 社内部でどのように要員を育成していくのが望ましいかを提案する。

#### 13.3.1 基本方針

発電所要員の本格採用は、発電所運転開始時の 2 年程度前に開始し、試運転が開始する時期には、必要要員の全員を配置する。

核となる要員（Manager, Foreman 級）は、「バ」国内の他の火力発電所などに在籍し、ある程度火力発電所の運転経験を積んだ経験者を早めに採用し、建設期間中を利用して、スキルアップを図る。核となる人のレベルアップのために、海外の類似設備での実務研修を積極的に計画する。運転開始後は、これらの要員が発電所の運転部門、補修部門のキーマンとなり、インストラクタとなって、OJT により部下の指導を行う。

一方、Staff 要員としては、経験者だけでなく、ほとんど経験のない若年層も雇用し、将来的に核となる要員になるように育成していくこととし、育成メニューを準備する。

#### 13.3.2 発電所要員の養成方法

##### (1) 建設工事期間を活用した O&M 要員の養成

前節でも述べたように、発電所運転開始後に発電所の運転部門、補修部門のキーマンとなる要員候補者を、建設工事中に各自の職種に応じた部門に配置し、必要な専門技術を習得する仕組みを確立する。また、技術面のみでなく、安全管理体制についても習得する仕組みを確立する。

##### (2) 海外の類似設備への出向を活用した O&M 要員の養成

建設予定の石炭火力発電所と同機能を有するプラントは「バ」国に存在しない。そのため、発電所の運転開始前に候補者を海外の類似設備に派遣し、トレーニングを行う必要がある。具体的には試運転開始前に 1 年程度インド、インドネシアなどの石炭火力発電所に派遣し、実際に業務に従事し、O&M の経験を養う方法を提案する。

##### (3) 石炭運用管理、環境管理要員の養成

発電所運転開始後には、発電所の運転保守のみでなく、石炭調達や環境管理に関する要員を養成する必要がある。石炭調達、環境管理の実務については、専門会社への委託とする予定であるが、該当委託業務を監督・管理する要員が必要となる。本研修は、発電所の試運転開始前に候補者を海外の類似設備に派遣し、トレーニングを行う必要がある。

##### (4) 新入社員研修

新入社員の育成は、発電所の O&M を実施していくにあたり非常に重要な要素である。新入社員のレベルとしては、基礎的な発電業務を自ら進んで的確に遂行できる以下の水準とする。

- ◆ 社員としての責任感と行動規律の体得
- ◆ 火力発電設備の運転保守に関する法律やマニュアルを理解し、日常業務に活用できること
- ◆ 発電業務に関する安全の基礎知識を身につけ、安全基本動作が体得されていること

一年間の研修プログラムを下表の通りに提案する。

表 13.3-1 新入社員研修のスケジュール

month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
机上研修												
日勤時のOJT												
夜勤時のOJT												
集合総合研修												
シミュレータ研修												

(Source: JICA Study Team)

研修の指導は、基本的には長期に海外の発電所で経験を積んだ要員が実施するが、必要に応じて、常駐しているメーカーの技術指導員も活用する。

#### (5) 認定制度の採用

技術習得レベルに応じて一定の水準を設定し、技術習得レベルと給与水準を連動させる方策が望まれる。また、メーカー技術指導員並みの技術修得者はドイツのマイスター並みの称号とそれに見合う給与を与える仕組みを構築し、技術修得者が高い給与水準の IPP に流失することを防止する方策も必要である。

表 13.3-2 認定制度の概要

認定資格	新入社員	クラス I	クラス II	クラス III	クラス IV	クラス V	クラス VI
経験	1 年	1-2 年	1-2 年	2-3 年	2-3 年	2-3 年	
技能レベル	Worker			Engineer Vice Chief Engineer		Chief Engineer	Master
カリキュラム	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 導入研修(3 ヶ月)</li> <li>✓ OJT 研修 (10 ヶ月)</li> <li>✓ 資格認定試験実施 (年 1 回実施)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 業務経験 1-2 年毎に資格認定試験を実施、試験合格者は上位クラスに昇進</li> <li>✓ 特に優秀者は飛び級も可能</li> <li>✓ 技術習得レベルと給与水準を連動</li> </ul>				<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 指導職として後身の指導に当たる</li> <li>✓ 指導職のためのトレーニングを受ける。</li> </ul>	
罰則	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 3 回の不適合となった者は本採用を見送る</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 著しく技能が劣るものは降格</li> </ul>					

(Source: JICA Study Team)

### 13.3.3 運転訓練

#### (1) 新入社員運転訓練

新入社員は前項に示した研修スケジュールに従って訓練を行う。訓練の内容は以下の通りである。

表 13.3-3 新入社員運転訓練内容

研修	機関	内容
机上研修	2ヶ月	経営方針 関係法規及びマニュアル 安全教育 電気・機械に関する基礎知識 火力発電の概要
日勤時のOJT	4ヶ月 +2ヶ月	安全教育 発電業務の特徴と業務内容 直勤務の重要性と業務内容 主要システムの概要と配置 図面及び現場計器の見方 巡視・操作時の目的及び注意事項 各種機器の点検箇所・方法
夜勤時のOJT	3ヶ月	緊急時の連絡・退避方法 道具・工具・測定機器の使い方 補機の起動・停止方法 定期点検の方法 軽微な警報発生時の応急処理方法 発電所の保安防災体制
集合総合研修	1ヶ月	課題解決活動のテーマ選定 事件事例検討 環境対策に関する基礎知識
シミュレータ研修	2ヶ月	基本操作の習得 軽微な警報対応 課題解決活動の実施

(Source: JICA Study Team)

(2) タービン運転訓練

タービン運転員として業務する前に、まずシミュレータによる以下の項目の訓練を行う。その後、準運転員として規定の期間、タービンの運転業務を行う。

- ◆ 水循環装置
- ◆ 熱水発生装置
- ◆ 蒸留装置
- ◆ 給水ポンプ

(3) ボイラ運転訓練

ボイラ運転員として業務する前に、タービン運転員と同様に、まずシミュレータによる以下の項目の訓練を行う。その後、準運転員として規定の期間、ボイラの運転業務を行う。

- ◆ 集灰器
- ◆ 粉砕機
- ◆ 空気予熱器
- ◆ 煤煙換気器
- ◆ 給炭器

(4) シニア運転訓練

5年程度の運転経験を有しているものは、シニア運転員として後身の指導を行う。さらに、技術的な問題解決のための判断、安全対策等に関する訓練を行う。

表 13.3-4 運転訓練のパターン

訓練種別	訓練項目	訓練期間
準運転員（新入社員）	導入研修 準運転員研修(OJT)	1年間
準タービン運転員	タービンシミュレータ訓練 準タービン運転員(OJT)	1-2年間
準ボイラ運転員	ボイラーシミュレータ訓練 準ボイラ運転員(OJT)	1-2年間
タービン運転員	タービンシミュレータ訓練 タービン運転員(OJT)	2-3年間
ボイラ運転員	ボイラーシミュレータ訓練 ボイラ運転員(OJT)	2-3年間
シニア運転員	事故復旧シミュレータ訓練 タービン/ボイラ運転員(OJT)	2-3年間

(Source: JICA Study Team)

(5) 事故復旧訓練

運転員に必要とされる警報発生時の対応操作や非常時の判断力の育成は、新入社員のみならず、ベテラン社員においても重要な要素である。しかし、自動化が進んだプラントにおいては、実体験が少なく、実機での研修は不可能である。そこで、シミュレータを用いたチームでの事故復旧訓練を行い、判断力及び操作技術の向上が必要となる。事故復旧訓練の事故例を以下に示す。なお、シミュレータの詳細は次項で説明する。

表 13.3-5 事故復旧訓練の事故例

系統名	事故例
ボイラ系統	✓ チューブリーク ✓ 微粉炭漏れ ✓ 蒸気圧低下 ✓ 蒸気温度低下
タービン系統	✓ 振動大 ✓ 軸受け油圧低下 ✓ 復水器細管漏洩
電気系統	✓ AVR 故障 ✓ 発電機電機子短絡 ✓ 発電機回転子短絡
制御系統	✓ トランスミッター故障 ✓ コントローラ異常
その他	✓ 地震 ✓ 制御空気圧低下

(Source: JICA Study Team)

#### 13.3.4 シミュレータ導入によるオペレーション技術の向上

##### (1) 目的および期待される効果

オンサイトシミュレータを導入し、火力発電プラントの運転訓練や解析を行うことにより、オペレータの運転技能を向上させ、発電所の安全・安定運転に寄与することが期待される。シミュレータは一般のパソコン上で動作することから廉価かつコンパクトであり、発電所のトレーニングルームに設置が可能である。ソフトは、対象発電所のプラントモデルと制御システムモデル情報に基づき作成する場合、プラント固有の特性の表現が可能となり、より高い訓練効果も期待できる。

##### (2) 強化内容

###### 1) シミュレーション機器納入に必要な環境調査の実施、カスタマイズの構築

###### a) プラントモデルの構築

プラントモデルは、ボイラ、タービン、熱交換器、配管、弁などの機器類の動きを数式化し、設計図面や試運転データを基に、熱力学や流体力学の方程式を用いて各部の温度、流量、圧力などの挙動を正確に表現する必要がある。

###### b) 制御装置モデルの構築

ボイラやタービンなどの機器類は、所望の動きが得られるよう組まれた制御装置プログラムに従って動作しているため、制御装置プログラムをシミュレータ上で正しく模擬することは、正確なシミュレーションを実現する上で重要となる。

c) 操作盤モデル

操作盤モデルは、発電プラントの操作盤を画面上に再現したものであり、訓練生は、マウスで画面上をクリック、もしくはタッチパネルを押すことで「ボタンを押す」「レバーをひねる」などの操作を行うことが可能である。複数のディスプレイに操作盤全体および部分の拡大表示することで、「指示値を見ながらボタン操作を行う」といった基本的な操作を訓練することが可能となる。

2) シミュレーション機器の納入・設置・テストラン

全体のシステム構成の一例を下図に示す。ここでは指導員用パソコンにはプラントモデルおよび制御装置モデル、訓練生用パソコンには操作盤モデルを置き、3つのモデルを専用ソフトウェアにより関係して動作する。

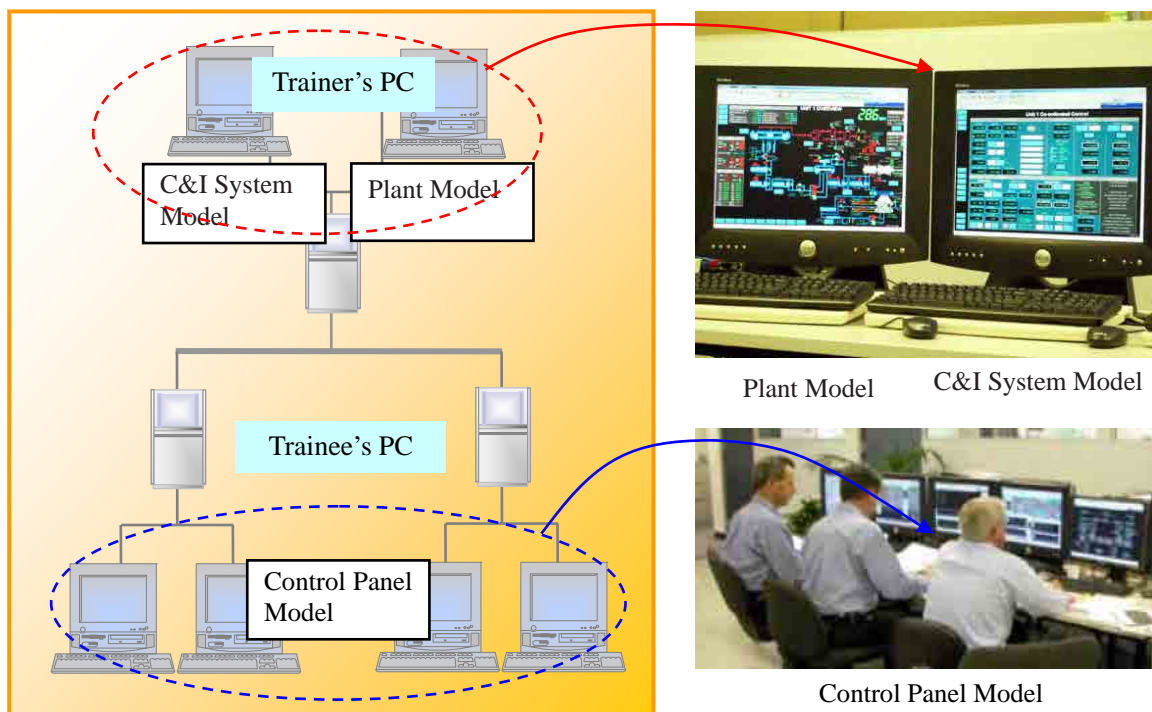


図 13.3-1 シミュレーション機器の導入（横河電機導入事例 Eraring 660MW, Australia）

3) 専門家招請によるトレーニングの実施

シミュレータモードの一例として、プラント運転操作のうち、点火準備、ボイラ点火、タービン起動、並列、定格負荷、解列の一連の操作を表現する。指導員用パソコンには故障模擬機能が付与されており、あらかじめ用意したシナリオにそって、トラブル状態を作り出し、訓練生が状況から故障場所や故障種別を推定して対策を講じるという訓練を行うこともできる。

4) シミュレータによるオペレータ教育指導員の育成

シミュレータメーカーの専門家によってトレーナー（指導員）研修を実施する。CPGCBL 社内部において、指導員を養成することは、オペレータ教育のレベル維持・向上に大変重要である。

13.3.5 研修計画の概要と必要な機材

(1) ステップ毎の研修計画の概要

研修全般の責任者は人材資源 GM であり、研修業務の責任者は人材資源マネージャーとなる。一方、具体的な研修計画の作成と実施の責任者は発電所マネージャーであり、詳細な研修計画の策定と建設、試験運転時の研修の実施主体は人事部となる。そして、商用運転後は人事部、運転部及び保守部が詳細な研修計画の策定と研修の実施主体となる。ステップ毎の概要を下表に示す。研修内容に関する記述は前項の通りである。

表 13.3-6 ステップ毎の研修計画の概要

	建設時	試験運転時	商用運転後
責任者	人材資源 GM (人材資源マネージャー)		
実施者	発電所マネージャー		
計画と実施主体	人事部		人事部 運転部 保守部
研修内容	海外研修 建設を通じた O&M 研修	工事監理を通じた研修 試験監理を通じた研修	新入社員研修 運転訓練 保守訓練 シミュレータ研修
研修対象者	発電所の運転部、保守部にて要となるリーダー		要員全員

(2) 必要な機材

発電所の建設と平行して研修施設の建設が必要となる。発電所の中に、講義室 3 部屋、運転シミュレータを設置したシミュレータ室、ボイラ、タービン、発電機、環境対策機器及び補機類等の大型のモデル機器を設置した保守点検室、OA 機器を設置した OA 室、講師室、食堂、宿泊施設と娯楽施設を備えた研修棟を建設する必要がある。

前項で記載した発電所の効果的な研修実施のために必要となる費用を表 13.3-7 に示す。運転訓練のためのシミュレータ、海外研修のための人件費が建設工事時に必要となる。研修機材の保守及び研修講師のための人件費が商用運転以降に必要となる。しかし、商用運転以降の研修は、基本的に各作業現場において OJT という形態で実施され、OJT でカバーできない項目について補完的な役割として集合研修が実施される。



表 13.3-7 必要な機材のための初期費用

項目	概算費用	必要施設
(1) 発電所内の研修施設	500,000 USD	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 机上研修のための講義室</li> <li>・ 講師、スタッフ室</li> <li>・ ボイラ、タービン、発電機、環境対策機器及び補機類等の大型のモデル機器を設置した保守点検室</li> <li>・ シミュレータ室</li> <li>・ PC を設置した OA 室</li> <li>・ プロジェクター等の研修機材</li> <li>・ 食堂、宿泊施設</li> </ul>
(2) 海外研修	400,000 USD	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 海外研修人数：20</li> <li>・ 海外研修期間：1 年</li> </ul>
(3) シミュレータの導入	800,000 USD	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ PC で構成したシミュレータ</li> <li>・ OJT に利用するシミュレータ</li> <li>・ 講師用のシミュレータ</li> </ul>
合計	1,700,000 USD	

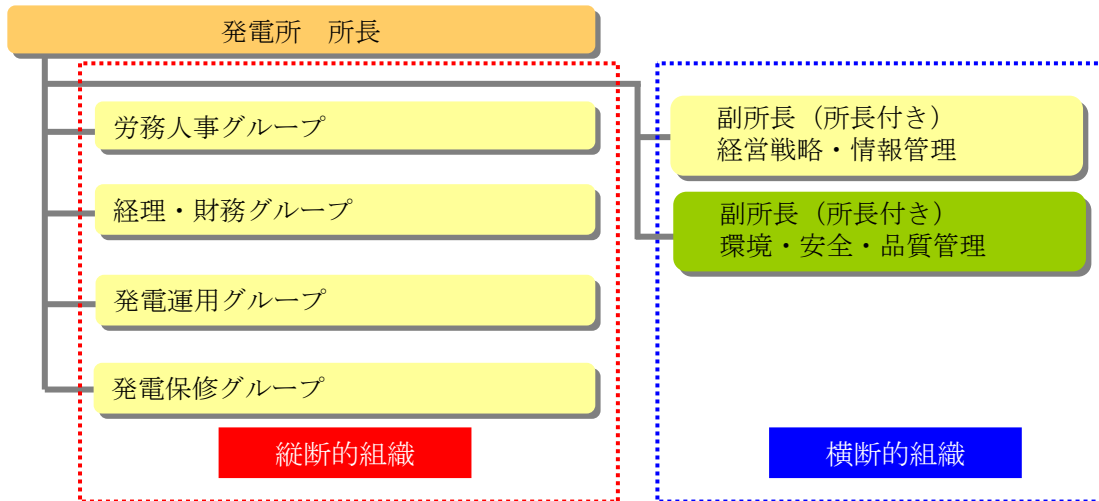
(Source: JICA Study Team)

商用運転前の発電所建設時に必要となる発電所要員研修のための初期費用は 1,700,000 USD である。その後、商用運転以降には、施設運用費、施設管理費、講師の person 費、研修機材購入費、事務用品購入費等、年間 50,000 USD の費用が必要となる。

## 13.4 環境管理

### 13.4.1 組織体制

発電所内において環境管理の責任者として、副所長クラス的环境・安全・品質管理担当の設置を提案している。当該ポストは、発電所における目標の設定、実績のチェックとレビューなど、日常業務を通じた環境情報の入手・分析、そして発電所所長を始めとする発電所幹部や本社最高担当責任者（環境担当）への迅速な情報提供に係る全責務を負う極めて重要なポストである。



(Source: JICA Study Team)

図 13.4-1 発電所における環境マネジメントシステム

### 13.4.2 環境保全対策

#### (1) 大気保全対策

##### 1) 硫黄酸化物（SO<sub>x</sub>）対策

硫黄酸化物の大気への排出量は、主燃料石炭中の硫黄含有率と排煙脱硫装置性能に左右される。本事業の対象地点は、海岸線立地であり、吸収剤として使用する海水取水にも問題が無いので、排煙脱硫装置としてシステムがシンプルである海水法を採用することで計画を進めている。

排煙脱硫装置の主流は湿式石灰－石膏法であるが、近年、東南アジアの海岸立地火力発電所で採用されている海水脱流装置は脱硫効率が 90-98%で湿式と遜色なく運用されている。海水法では、特別な副生成物がなく、吸収液は曝気処理が必要であるが、海水中に放流が可能である。

##### 2) 窒素酸化物（NO<sub>x</sub>）対策

ボイラ炉内で燃料の燃焼に伴い発生する窒素酸化物(NO<sub>x</sub>)には、燃料 NO<sub>x</sub>(Fuel NO<sub>x</sub>)と熱的 NO<sub>x</sub>(Thermal NO<sub>x</sub>)がある。Thermal NO<sub>x</sub> の割合は燃料の種類や燃焼方法で異なり、石炭火力では 10～20%程度である。

石炭焚ボイラにおける Thermal NOx を抑制する方法として、燃焼温度の低下、燃焼域における酸素濃度の低下、高温燃焼域における燃焼ガス滞留時間の短縮等の燃焼改善がある。具体的な対策として、低 NOx バーナの採用(バーナ出口部の火炎温度を低下)、二段燃焼法の採用(バーナ部は理論空気量程度、バーナ最上段上部で不足空気量を供給し完全燃焼させる)を採用し、Thermal NOx の発生を抑制する。

### 3) ばいじん対策

電気集塵器は最もポピュラーで実績がある低温電気集塵器をボイラ空気予熱器出口の低温領域(130℃前後)に配置計画する。槌打装置運転時の再飛散防止のために集塵器出入口にダンパーを設置する。

#### Box. 大気保全対策設備

- ◆ 日本の排煙脱硫装置は世界に誇れる性能を維持しており、日本国内を始め諸外国に多く輸出されている。
- ◆ 低 NOx バーナや二段燃焼法のシステムは日本が世界に先駆けて開発してきた方法であり、多くの実績がある。
- ◆ 電気集塵器は日本国内の石炭火力、石油火力で数多く設置され、運転実績もある。

### 4) 炭塵飛散

石炭火力発電所では、石炭ハンドリングの過程で炭塵が飛散する。飛散発生が予想される個所としては以下が考えられる。

- ◆ アンローダによる揚炭
- ◆ コンベヤーラインによる搬送
- ◆ スタッカによる積み付け
- ◆ ヤードにおける貯炭
- ◆ リクレーマによる払い出し
- ◆ 払い出しコンベヤー乗継部

対策として一般的な採用例を以下に示す。

- ◆ 屋外貯炭場に飛散防止フェンスを設置する
- ◆ 散水する
- ◆ 建屋内で乗継する
- ◆ 搬送コンベヤーはギャラリーで囲う

今後、屋外貯炭場位置と年間の風向風速等計測データが収集された時点で更に炭塵飛散予測を行い、境界線上の飛散予測を検討する。

なお、屋外貯炭場は積み付けパイル内の温度上昇により自然発火現象もあるので、散水ライン敷設は、飛散防止、消火両面から検討する。

(2) 水質保全対策

1) 温排水対策

冷却水入口/出口温度差は、いかなる運用においても「バ」国内の規制値内に収まるように設備設計する。例えば、復水器冷却面積の大きさ、細管閉止栓率にも余裕を持った設備設計を採用するが、漏洩管が多くなり、閉止栓本数が増えて、設計冷却面積が確保できない場合は、早期に修理復旧する。また、取水口、放水口付近は周辺漁民の立入もあるので危険を喚起する対策を行う。

2) 排水処理対策

発電所の排水区分を以下に示す。

表 13.4-1 発電所の排水区分

区分	発生個所
定常排水	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 用水前処理装置排水</li> <li>◆ 補給水脱塩装置排水</li> <li>◆ 復水脱塩装置排水</li> <li>◆ 灰処理排水</li> <li>◆ 排煙脱硫装置排水</li> </ul>
非定常排水	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ ボイラ炉内洗浄排水</li> <li>◆ 空気予熱器洗浄排水</li> <li>◆ 集塵器洗浄排水</li> <li>◆ 煙道洗浄排水</li> <li>◆ ボイラ化学洗浄排水</li> </ul>
その他排水	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ 生活排水</li> </ul>

(Source: JICA Study Team)

定常排水+非定常排水は 1 ヲ所にまとめて処理するのが効率的である。日本の多くの発電所においては総合排水処理装置を設置している。総合排水処理装置においては、各所で発生した排水を貯水槽に集め、中和凝集沈殿処理を行い、pH 調整後に海に放流する。排水処理装置の主体は化学装置であり、pH 調整槽、凝集層、沈殿槽、濃縮槽から構成されている。

なお、石炭貯炭場内には独立した炭汁処理総合排水処理を設置する。

(3) 漏油防止対策

ボイラ油起動バーナ、所内ボイラ油バーナ用の燃料油を小型タンカーで発電所専用バースから揚油する際には、作業中に燃料油が海上に漏れた場合を想定して、油膜の拡散拡大を防止するためオイルフェンスを展開し備える。また、漏油を吸い取る油捕集材も用意しておく。

なお、貯油タンクは容量の大小にかかわらず、タンク周辺に防油堤を設け、構外流出を防止する。

#### (4) 廃棄物対策

石炭火力発電所から発生する産業廃棄物は石炭燃焼に伴い発生する石炭灰、総合排水処理から回収される汚泥がある。定期点検手入れ工事、補修工事から発生する廃油、コンクリートくず、金属くず、冷却水路の付着海生物等があり、国が指定した適正な処理を行うことになる。処理委託を受けた運搬業者の不法投棄があると周辺住民に被害を与え、苦情を受け、問題解決に大変な時間と費用が発生するので、発電所の適正管理が必要である

本事業では石炭灰は埋立処理方式を採用することになっているが、灰飛散防止のため適度の厚さの客土をまき、ローラ転圧、灰投入ときめ細かな作業の繰り返しが必要となる。

#### (5) 騒音・振動防止対策

##### 1) 騒音防止対策

火力発電所は、ボイラ・タービン・変圧器・送風機・ポンプなど主要機器が発生音源になっている。一般的な対策としては、発生源を建屋などで遮蔽するとともに、発生源を境界敷地から距離を大きくとるように配置計画を行い、騒音の減衰を図っていく。しかし、発電所レイアウト、機器配置計画では単一機器音源対策のみならずプラント総合的な評価が必要である

なお、発電所運転開始後に人の耳に聞こえない低周波空気振動が発生して問題解決に時間を要した事例もある

##### 2) 振動防止対策

火力発電所には、空気圧縮機・石炭微粉炭機・ポンプ・送風機等の振動発生源があるが、これら機器特性に合わせ設計面から免振対策を取入れる。また、騒音防止対策と同様に、振動源を境界敷地から距離を大きくとるように配置計画を行い、振動の減衰を図っていく。

### 13.4.3 環境モニタリング管理

#### (1) 企業倫理の徹底

環境データの取り扱いについて、発電所内でデータ改ざんなどが起こらないよう、いかなるデータについても、正しい形でデータが提出されるよう、全職員に対し企業倫理について教育を実施する。本業務は、副所長クラス的环境・安全・品質管理担当が責任者となって実行する。

#### (2) モニタリング情報の管理

情報管理上の留意点は下記に示すとおりである。

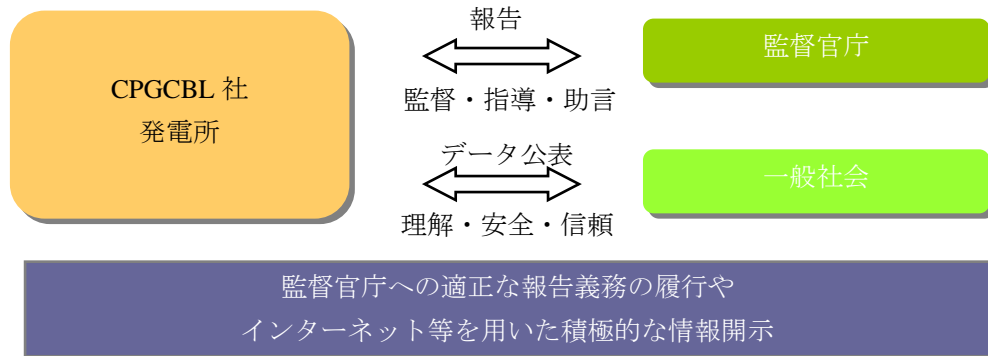
- 環境保全の運用管理データは、常時迅速に對外的に提出が出来るよう、データベース内に保存しておくこと
- さらに、大気保全、水質保全設備の関連計測器が常に正常に稼働し、管理値内で運用していることを重点監視すること
- 関連計測器は毎月定例的に校正し、その精度を確保すること
- 発電所境界線上の騒音レベルは、営業運転開始前の定点計測点を決め、試運転時に全定点の計測を行うこと
- プラント本格定期点検手入れ後に定点計測を行うこと

- 排水は、日常排水は月に一回、排水口毎にサンプリング分析し管理値内に維持されていることを確認すること
- 非定常排水は放水開始前に排水貯槽出口で放水許容管理値である旨確認すること
- 環境施設の稼働データ、計測データ、施設補修データ、関連計測器校正データは運転データ処理計算機内に保管し、履歴を残すこと

#### 13.4.4 地域社会との共生

##### (1) 積極的な情報開示の実践

発電事業は、電力設備を地域に形成し電気を供給するという事業特性から、事業に関わるステークホルダー（株主、取引先、地域社会等）との信頼関係を構築することが極めて重要となる。監督官庁への適正な報告義務を履行するとともに、一般社会を含めたステークホルダーへは、アニュアルレポートやインターネットを通じた日常運営・環境情報の開示や事故時の迅速な情報公開など、積極的な情報開示活動を行うことにより、地域社会との信頼関係を構築していくことが重要である。



(Source: JICA Study Team)

図 13.4-2 環境マネジメントシステム (パブリックレベル)

##### (2) 地域社会との共生

本事業発電所の立地にあたっては、地域づくりへの参画「親しまれる発電所を造る」、開かれた発電所「活用される発電所を造る」、地域社会との調和「開放的な発電所を造る」等を環境保全の基本方針として建設・運用することを提案する。

電力設備の建設にあたっては、現状の緑地を出来る限り保全するとともに、敷地内での新たな緑化を行うなど、自然環境の保全、創出に努め、地域社会と共生することが肝要となる。具体的な方策を以下に示す。

- 親しまれる発電所を造る：敷地内を積極的に緑化し、緑の多い電力設備づくりを目指すことで、地元と共に豊かな環境作りを地域全体に広げていくことに貢献する。
- 活用される発電所を造る：発電所内の管理区域を二重にエリア区分して管理する。発電設備エリアは立入許可証を持つ者だけとして、その外側に準管理エリアを設定する。準管理エリアには社宅、クリケット・サッカーができるグラウンド、モスク、診療所、ATM、スーパーマーケット、小中学校を設け、周辺住民が自由に立入り可能とし、地域社会に活用

される発電所づくりを目指す。この開放エリアは緑化、植栽を行い、発電所を含めた総合景観対策を進める。

- 開放的な発電所を造る：一般市民に対して、定期的に発電所内部を公開し、開かれた発電所づくりを行う。
- 地域社会との共存を図る観点から、ロジスティック部門（ドライバー、清掃、賄い業務など）への地域社会からの積極的な雇用促進を推奨する。

## 13.5 安全管理

### 13.5.1 基本方針

国際標準化機構（ISO）では、安全とは、「受け入れ不可能なリスクが存在しないこと。」と定義されていることから、本章で詳述する「安全管理」とは、リスクを受け入れ可能なレベルまで低減することで、事故の発生を未然に防止して、生命、身体の安全及び施設、器材等の保全を図ること（事前安全活動）、ならびにその原因を特定し、再発防止を図ること（事後安全活動）と定義する。

CPGCBL では 12.1.2 章で記載したとおり、経営ビジョンの一つに「高信頼度の電力供給」を掲げている。従って発電所の運転に当たり、「TQM を活用した O&M」と「安全の確保」が最も重要な目標となる。安全最優先の考えを発電所の全職員が理解し、無事故、無災害に取り組むことが重要である。

作業安全を徹底するには、効率を多少犠牲にすることが必要になる。例えば、作業員が安全帽、安全靴を着用し安全帯を装着する事は、自身の行動を多少なりとも制限することとなり、作業効率を下げることにつながる。しかしながら、一度事故が起これば、身体を損傷し、時には死に至るケースもある。その上、訴訟に至り、工事の遅延や操業の停止による多額の補償金を払う場合もある。このことから、効率を多少犠牲にしても、リスク管理面から出来る限りの作業安全を確保すべきである。

安全はすべてに優先するという意識の下、社員だけでなく、他社の人間に対しても、構内に入る作業員全員が同じ安全ルールを遵守することを認識し、安全管理を徹底する。

### 13.5.2 現状分析

#### (1) 安全管理ガイドライン

「バ」国の労働者の安全管理については、“Bangladesh Labour Act, 2006”（以降、労働法令と記載する）に規定されている。この労働法令には労働者の雇用条件、最低賃金、賃金の支払い方法、人身事故時の補償、労働組合の結成方法、訴訟、健康、安全、労働条件、仮雇用条件等が記載されている。労働法令の内容を下表に示す。

表 13.5-1 Bangladesh Labour Act, 2006 の内容

章	内容
1 章	序章
2 章	雇用条件
3 章	若年者の雇用
4 章	妊娠手当
5 章	健康、衛生
6 章	安全
7 章	健康、衛生、安全に関する特別条項
8 章	福利厚生
9 章	労働時間
10 章	賃金と支払い方法
11 章	賃金テーブル
12 章	人身事故時の補償
13 章	労働組合と会社の関係



章	内容
14 章	紛争、訴訟、上告等の法的手続き
15 章	会社利益の社員への還元
16 章	船員の雇用と安全規定
17 章	準備基金
18 章	仮雇用条件
19 章	罰則と手続き
20 章	監査
21 章	その他

「バ」国の労働者の安全管理は労働省が担当している。労働法令に基づき、労働省の検査官が「バ」国全土の労働安全衛生に関する監査を実施している。

石炭火力発電所の建設と運転を安全に実施するには、労働法令の 5, 6, 7, 8, 12, 16 章に規定されている事項を遵守する必要がある。労働安全衛生管理に関する提案は、労働法令に基づき次章で述べる。また、JICA プロジェクトでは、JICA 指定の安全衛生管理チェックシートに従い、安全衛生管理について確認する必要があるため、確認結果を別紙に添付する。なお、安全衛生管理チェックシートの項目は、該当国の安全衛生に関する法令及び国際資金協会の制定する環境、健康と安全に関するガイドラインに定められた項目を満たしている。

CPGCBL は設立されたばかりの会社であるため、安全マニュアルを所有していない。安全マニュアルは基本的な会社のルールであり、建設が開始される前に作成する必要がある。「バ」国の公的な電力セクターの安全管理には、基本的に BPDB が所有する安全マニュアルをもとに作成した各自の安全マニュアルが用いられている。BPDB の安全マニュアルは安全管理に関する必要とされる十分な項目があり、詳細に記載されているため、かなり分量のあるものとなっている。そのため、一部の職員のみがマニュアルを確認し従っているのが現状である。この状況を改善するために、2006 年から 2009 年にかけて実施された JICA の「バングラデシュ国 TQM の導入による電力セクターマネジメント強化プロジェクト」において、ポケット版の安全管理を含む O&M マニュアルを作成し、関係各所に配付した。

CPGCBL にて安全マニュアルを作成する際には、他の電力セクター同様に BPDB の安全マニュアルを参照すべきである。また、石炭火力発電所に特有の安全対策及び JICA 指定の安全衛生管理チェックシートと国際資金協会の制定する環境、健康と安全に関するガイドラインに規定されている項目を網羅する必要がある。

## (2) 「バ」国の安全意識

「バ」国では移動のために電車やバスの屋根に乗っている人や歩道橋があるにもかかわらず、歩道橋を使わずに道路を横切る人をよく見かける。このことから「バ」国の安全意識の低さが伺える。このため、各個人の安全意識に頼った作業安全の確保は難しいと言える。従って、作業安全に関する強制的な枠組みについて提案する。



図 13.5-1 「バ」国の安全意識の低さを示す写真

### (3) IPP における安全管理

民間資本である IPP 発電所では、安全の重要性が十分に認識されており、常に安全管理が実践されている。IPP における安全管理の実践を表す図を以下に示す。



安全装備品装着の徹底(ユニホーム、ヘルメット、保護メガネ、安全靴)

安全装備品装着の徹底指示(常にヘルメット、保護メガネ、安全靴の着用)

安全策の設置(作業現場の保護)

(出典 調査団撮影)

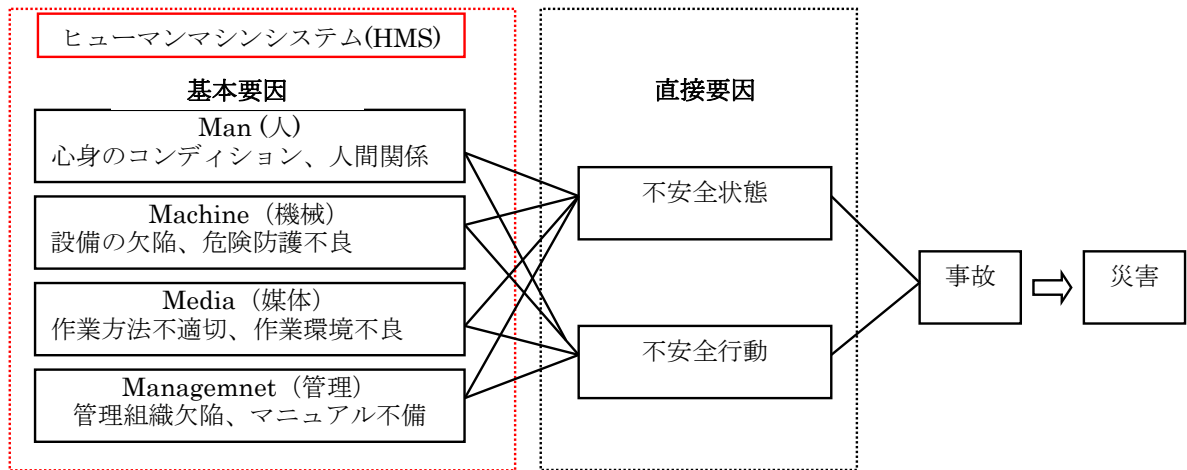
図 13.5-2 安全管理の実践を表す写真

さらに、公的な電力会社である NWPGL においては、IPP と同様な安全管理システムを有し、安全装備着用の徹底を行い、発電所建設区域への入所者に対する安全指導ビデオの視聴を義務づけている。このような安全管理の徹底により、現在まで工事作業の無事故無災害を続けている。

### 13.5.3 リスク低減へのアプローチ

#### (1) 災害発生メカニズム

災害は、不安全状態や不安全行動によって引き起こされる。発電所は、機械だけで構成されているわけではなく、必ず人間と機械で構成されており、さらに人と機械を結びつける要素として、作業方法や環境といった媒体やマニュアル、管理組織といった管理が介在する。こうした基本要素を発電所のヒューマンマシンシステム(HMS)と捉えた場合、そこに介在する災害発生メカニズムは、これら Man(人)、Machine (機械)、Media (媒体)、Managemnet (管理) の 4 Mの側面からアプローチすることが必要である。



(出典 調査団作成)

図 13.5-3 ヒューマンマシンシステム(HMS)と災害発生メカニズム

(2) 災害発生リスク低減の考え方

災害発生回数を減らすためには、極めてシンプルであるが、以下の考え方を基本とする。

$$\boxed{\text{災害発生回数}} = \boxed{\text{発生する可能性のある作業を行う回数}} \times \boxed{\text{その作業1回あたりエラーが発生する確率}}$$

図 13.5-4 災害発生回数の考え方

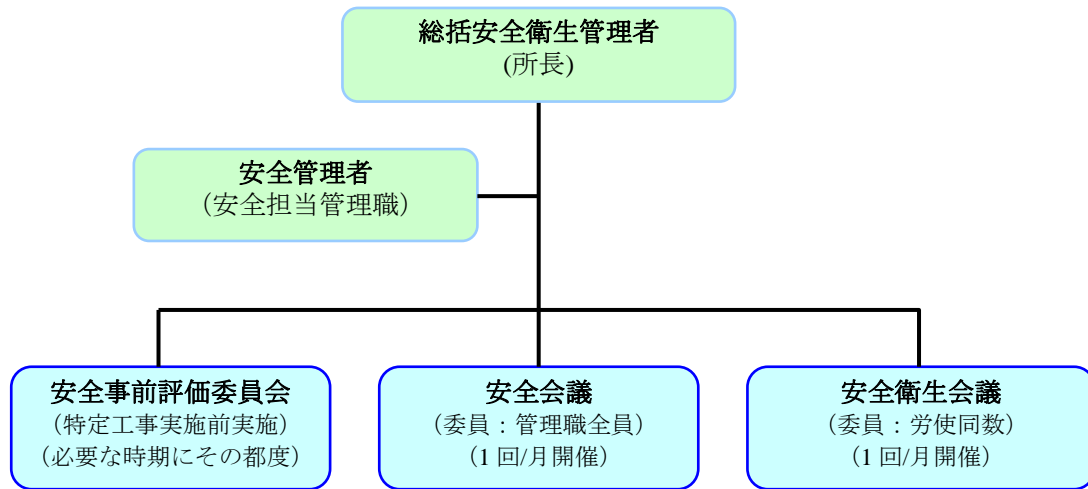
従って、作業回数を減らすか、もしくは、確率を減らすどちらかの対策が必要である。しかしながら、確率をゼロにするのは難しく、エラーは必ずいつかは発生すると考え、たとえ発生したとしても、事故や災害に結びつかないようにしておくことも重要である。特に石炭火力発電所では以下の災害頻度が多いため、特に管理が必要である。

- 溶接花火、溶断花火の飛散落下による火災
- 墜落、落下災害、足場構造不良による落下
- 閉所作業時の換気不良による酸欠
- 玉掛けワイヤー不良、玉掛け作業不良（芯ズレ）によるつり上げ物の落下
- 感電・火傷

13.5.4 組織制度面の提案

(1) 安全管理の組織体制の構築、責任の明確化

CPGCBL の発電所内に所長を委員長とする安全委員会を設け、安全管理強化に努めるとともに、安全管理に対する責任体制を明確化する。安全衛生管理体制を下図に示す。



(出典 調査団作成)

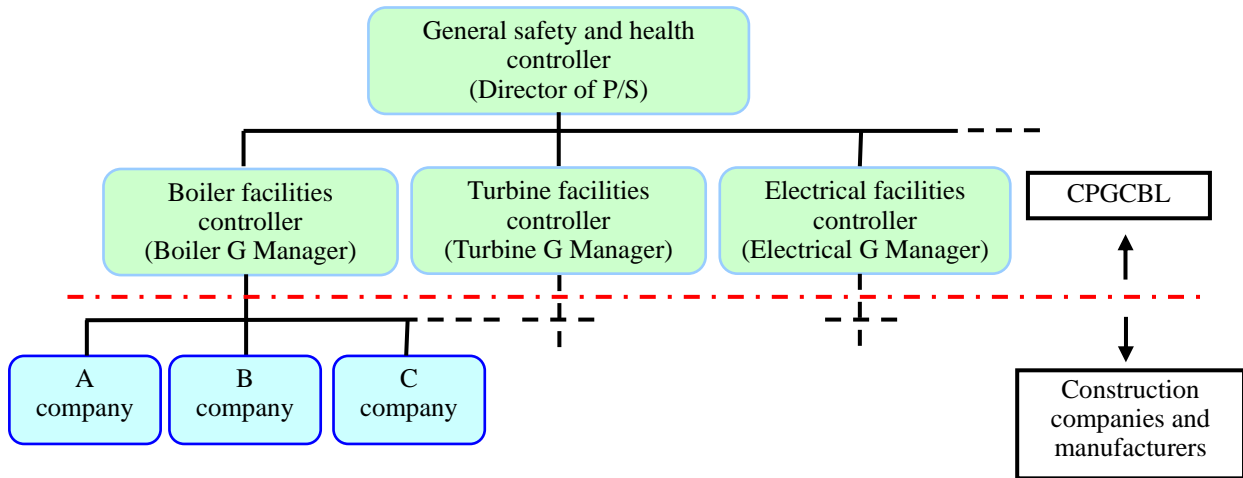
図 13.5-5 安全衛生管理体制

委員会は組合代表、管理職で構成する。所内の安全対策向上のため、年間の活動計画、例えば、安全集会計画、ヒヤリハット体験のレポート募集、安全活動を向上させるポスターの募集（優秀作に対しては褒賞をだす）、定期的なパトロールと 5S 啓蒙活動を継続する。

また、発電所内で経験のない作業工法の採用、爆発・火災の危険性のある作業、大型重機を使用して大型機器の吊上げ移動を行うとき、運転中に保護回路を停止して回路点検、リレー等の取替作業を行うときは「安全事前評価委員会」を開催し、安全性の評価を受ける。メンバーは其の都度、安全委員会の委員長が選定する。必要に応じて工事会社経験者、外部有識者の参加を求める。

安全委員会は副所長職の安全担当が全ての委員会、所内行事を総括する。事務局は労務担当部門の副長職、メンバーは各部門のマネージャー級で組織する。

建設期間中、及び定期点検等で発電所内に多くの作業員が入構する。従って、工事会社、メーカーを含めた全員参加の安全推進協議会を設置する。また、定期点検中は工事現場を定期的（1回/週程度）にパトロールを行い、不安全行為、作業現場環境不良に対して改善指導する。不安全行為一回目、二回目は注意、三回続けた場合は解雇と厳しい規律を採用しないと安全は定着しない。また、発電所長以下、幹部は常に対比されるので、自らの姿勢を正すことが大切である。



(Source: JICA Study Team)

図 13.5-6 安全推進協議会（建設・大規模点検）

## (2) 賞罰制度の導入

### 1) 安全表彰

誤操作防止の標識設置、パトロール通路の改善等、人身安全面における改善効果が顕著な提案に対して表彰する。（所長名、又は社長名の表彰状に加えて、改善の程度に応じて報奨金も支給する。）

### 2) 安全研修会受講終了者の見える化

構内安全遵守事項研修会受講終了者にはワッペンを交付し、ヘルメットに貼り付け、一目で受講修了者かどうか判別できるようにする。なお、基本的には、安全研修の受講は入構者全員に義務づけ、ヘルメットにワッペンを貼り付けていない者の入構を禁止する。

### 3) 罰則

決められた安全保護具を着用しない、安全作業指示書を無視、不安全行為を続ける、構内安全遵守事項を無視するなどの不安全行為を行った場合は、回数に応じて、口頭注意、戒告、再教育、出勤停止、退職勧告、解雇などの罰則を与える。

## (3) 安全指導・教育

### 1) 研修用教材の作成

建設期間中に安全に関する良い事例をビデオ撮影し、発電所職員および工事会社作業員の安全指導・教育用研修教材として活用する。具体的には、以下に示すような内容が対象となる。

作業服、安全靴、安全ヘルメットの正しい着用法  
高所作業(墜落防止対策)

火気使用作業(火災・爆発・火花飛散)  
重量物吊り上げ作業(重量物の落下、吊り上げ中の荷物の接触)  
閉所作業内の換気対策(酸欠、硫化水素)  
感電防止対策(保護具の着用、検電)  
作業エリア内立ち入り禁止区画と表示 等

2) 反復訓練の実施

日常勤務帯の自衛消防隊、休祭日夜間帯の当直員による自衛消防隊を編成し、放水訓練、消火器による訓練、夜間休祭日の非常呼び出し等、反復訓練をする。

(4) 安全マニュアル

建設工事の開始前に、安全に関するルールを安全マニュアルとして取りまとめ、工事会社を含めて、作業に従事する全員にそのルールを徹底させる必要がある。安全マニュアルは、下図のように全体のマニュアルから、部門ごとのルール、施策の展開を行い、より現場に即した具体的なルール作りを行う必要がある。また、誰もが容易に理解でき、常時携帯できるよう、現地語版ポケットマニュアルを作成し、全職員に配布する必要がある。さらに、安全マニュアルの簡略版をつくり、これを用いて、新しく発電所構内で作業をする人に導入研修を行う。

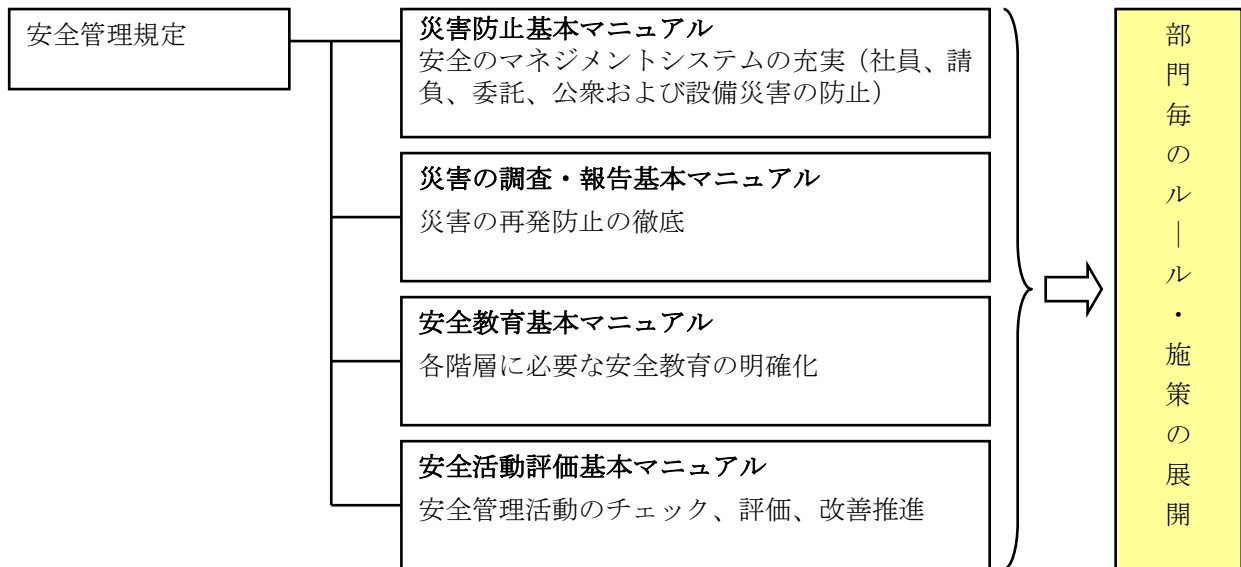


図 13.5-7 安全管理マニュアル体系

(5) PDCA サイクルに基づいた管理フロー

現場からのボトムアップとトップマネジメントが両輪となって PDCA サイクルを回していく仕組みを導入することで、強固な安全管理体制の構築が可能となる。前項で述べた安全管理マニュアルは、PDCA サイクルを回す上で、重要な要素となる。



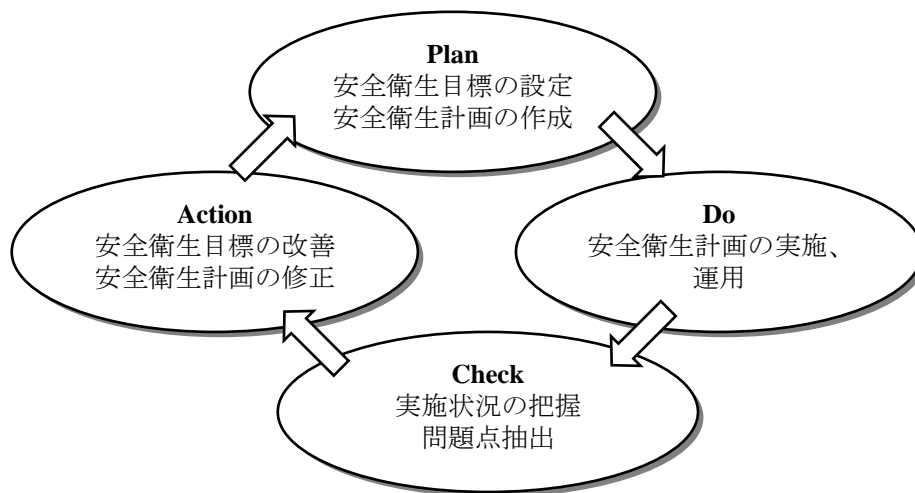


図 13.5-8 PDCA サイクル管理フロー

### 13.5.5 事前安全活動（予防保全活動）

#### (1) 危険エリアの明確化

発電所構内では、火災爆発を誘発する各種危険物を貯蔵・取扱い、運用している。石炭火力発電所の場合、屋外石炭パイルの自然発火、石炭を搬送するベルトコンベヤー乗継部で落下堆積する粉炭の着火の危険性、混炭ホッパー及びミル用コールバンカーに長時間滞留する石炭の着火等について、監視強化を図り、発災の恐れがある危険を排除することが必要である。揚運炭・貯炭・混炭・バンカー送炭に関しては、安全保安装置があり、これらが危険要素を自動的に検出し、安全対策が作動する仕組みを採用している。しかし、作業員の監視とパトロールと適正な設備管理、補修が前提である。

石炭だけでなく、起動油バーナ用貯油タンク、配管・ポンプ設備、補助ボイラー用貯油設備、非常用ディーゼル用貯油設備と油性危険物も運用管理している。

これら設備からの漏油が火災を誘発するケースも皆無でない。

またタービン発電機を始め、多くの大型回転機で潤滑油を大量に保管し、常時使用している。燃料油・潤滑油系統のフランジ継手部、バルブグランドパッキング部の漏油は日常補修で素早い対応が必要である。

予防保全対策として、消火栓・各種対応消火器の配置と定期的な機能確認を始め、発電エリア内の火気使用作業許可条件等の事前申請手続き、防火監視員配置等を含めたルール化が大切である。

#### (2) 保安防災

構内入所手続きを行う守衛所横に構内配置図を掲示する。

同図には危険エリア、消火設備、消火栓、緊急時の連絡先を掲示する。

構内に乗用車、トラックで乗入れる初めての人に対しては、危険エリアには立入、近接しないよう注意喚起する。

発電機冷却用水素集合装置：漏洩水素と空気の混合爆発を防止するための密封油装置、N2ガスシール装置があり、日常パトロールで異音・振動・油もれ等の外観点検する。（発電所員

以外は立入禁止、点検手入れ時は水素ガスを CO2 又は N2 ガスで置換後、作業員の立入開放を許可)

(3) 構内の防消火設備

発電所構内の全周にループ化した消火配管を敷設する。取水消火栓スタンド(消火ホース収納)を要所設ける。

消火ポンプは電動駆動ポンプとエンジン駆動ポンプを設ける。

燃料ガス・オイル火災、電気設備火災に備えて粉末消火器、泡消火器を要所に配置し、初期消火に対応させる。構内に常備する消火器は通し番号を記入し、移動・紛失を防止し、年に二回、定位置保管のチェックを行う。

(4) ヒヤリハット体験談の募集と小冊子化

たとえ災害に至らない「ヒヤリハット」であっても。一つ間違えば重篤災害に結びつくケースも少なくないため、どのような軽微な災害であっても、職場の危険要因として現場で危険の芽を洗い出し、それをリスクとして評価し、ルール、施策として展開することで、再発防止のみならず、未然防止への職場風土の構築に努める必要がある。

(5) TBM-KY 活動、作業指示の明確化

作業着手前には、作業員全員で当日行う作業に伴うリスクの洗い出しを行い、作業員全員がリスクを認識して作業を行うことにより、事故の未然防止を図ることが重要である。これを TBM-KY 活動と呼ぶ。また、全ての作業指示は、口頭で行わず、紙ベースで行うものとし、着実に意思伝達を行うことを相互に確認する必要がある。

**Box. TBM-KY (Tool Box Meeting – 危険予知)**

- ◆ 日本では毎日の作業開始前に、班毎に TBM を行う。ミーティングでは当日の作業に潜在する危険を予想し安全対策を確認する。全員が危険と安全対策を共有する事が重要である。
- ◆ 日本では危険を予想することを「危険予知」と呼ぶ。従ってこの活動を危険予知活動と呼ぶ。

発電所は社員の中から TBM-KY トレーナーを育成し、構内での各種作業現場に立ち会い、作業着手前に作業員全員に作業環境を認識させ、必要な技術技能と作業に直面する危険を認識させる。社員の技術技能レベル向上に大いに寄与する手段であり、CPGCBL 技術者の現場監理の定着にも良い仕組みである。



表 13.5-2 TBM-KY Board

作業年月日／作業担当箇所		
本日の作業内容		
どんな危険があるか		
私たちはこうする		だれが
チーム行動目標		
予定外作業の禁止		
特記事項ワンポイント		作業責任者

危険度の大きな作業（保護シーケンス取外しての点検取替作業・充電部接近作業等）については設備主管責任者が立会い、必要なアドバイスを行う

(Source: JICA Study Team)



当日作業内容の確認



TBM-KY

(出典 調査団撮影)

図 13.5-9 作業着手前の安全対策（TBM-KY 活動）

### 13.5.6 事後活動

#### (1) 事故報告制度

災害発生時の対応責任者は安全担当、補佐は所長付け(事務系)と事務部門労務担当が担務する。(日常補修作業、工事会社作業員の被災に対応する。)

事故が発生した場合は、まず人命救助を第一に行動する。死亡災害の場合は現場保存のため立入禁止の区画を行う。重軽傷災害の場合、被災者を搬出後、現場保存のため立入禁止の区画を行う。

また、外部関係機関(警察・労働基準監督署・病院)と関係部門に連絡する。

事故調査は、以下の点について聴き取り調査と、現場確認を行い多角的な視野のもとに報告書を作成する。報告書は不休軽傷、入院軽傷、入院重傷、死亡災害毎に作成し、報告書の写真類はOAサーバーの所定ファイルに保存する。

- 被災者が当日、指示されていた作業内容、作業場所
- 装着保護具を着用していたか
- 共同作業員はいたか（被災時、共同作業員の場所と状況調査）
- 被災障害となった直接原因はなにか
- 直接原因となった要因は作業指示方法等で避けられたか
- 作業員の配置と人数は適切であったか
- 作業員の思いつき作業、保護具不使用か
- 仮設作業用足場の敷設は適切であったか等

(2) 緊急時対応

複数以上の被災者発生、運転中プラントの爆発・火災の波及を受けた被災、足場崩壊の波及を受けた災害等、大規模災害時には発電所長を対策委員長とした事故対策本部を設置する。メンバーは安全担当、所長付き、事務・発電・補修部関係者及び工事会社責任者で構成した対策委員会が中心となり対応する。

発電プラント運転中の被災事故に関しては、原因追求のためにメーカー設計担当、外部学識経験者を入れて原因追求と再発防止策を確立する。

なお、災害発生時の連絡体制表は、発見者はまず中央操作室へ、報告を受けた中央操作室は直ちに、災害発生時の連絡体制表により、緊急連絡を行う。

13.5.7 安全装備品

発電所が所有する安全装備品は定例的に機能確認を行う

工事会社が構内に持込む安全装備品は、双方立ち会いのもとに、作動不良・破損・機能阻害の恐れがないかチェックを行い、使用許可を与えるものには識別できるワッペンを付ける。（持込不許可になったものは、直ちに発電所外へ持ち出させる。）

表 13.5-3 安全装備品

個人貸与	作業服・作業靴・安全ヘルメット
発電所が所有するもの	安全帯・ガス検知器・酸素呼吸器・安全標識類・安全スローガン、区画ネット(日常補修用)
工事会社が準備するもの	区画ネット・墜落防止ネット・安全帯取付用ロープ(装着金具付き) 火気使用現場に配置する消火器(使用保障期間切れのチェック)、消火用水(可搬バケツ)、安全標識(立入禁止・落下物注意等)
参考	装備品でないが、作業安全確保のためにチェックが必要なのは溶接用マスク・溶接棒ホルダー・ケーブル、ワイヤー(素線切れ、ねじれ、太さ不均一)、電工ドラム

(Source: JICA Study Team)

### 13.5.8 建期間中及び営業運転開始後の安全管理体制の強化

日常補修部門、工事会社は翌日の作業予定表を作り、設備主管課、工事管理部門と事前打ち合わせを行い、総ての人が工事情報を受ける。

作業当日、着手前に中央操作室及び作業担当補修部門に着手連絡する。

作業グループ単位で、現場で当日の作業指示書を全員で確認し、TBM-KYを行い、作業に着手する。思い付き作業・予定外作業は絶対に行わない。また、作業終了時には現場の整理整頓清掃を全員で行い、中央操作室、補修部門に終了連絡をして、当日の作業を終了する。特に火気使用作業では、作業現場内に散水し、残り火による火災防止を図る。

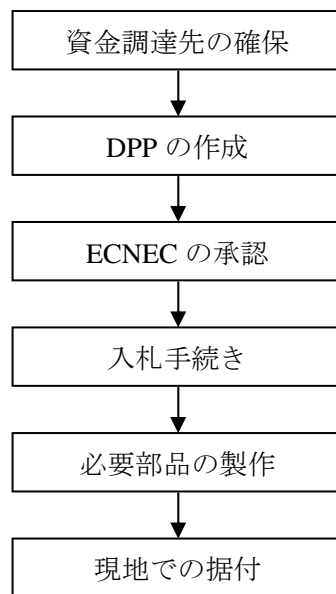
また、発電所内で初めて作業を行う作業員に対して、構内遵守マニュアルにより入所時教育を行う。また、火力発電所で繰返し行われる「火気使用作業マニュアル」「閉所内作業の酸欠予防作業」「特定化学物資取扱い作業」「溶接作業時の安全対策」等個別マニュアルを作成する必要がある。

## 13.6 運転維持管理に関する将来の方向性

### 13.6.1 現状の課題

Ghorasal 発電所 6 号機は 2010 年 7 月に事故停止して以来、2013 年 2 月現在いまだに修理がおこなわれず運転再開していない。この事象に至った最も大きな要因は、供給力が大幅に不足しているため、発電可能な設備はすべて運転を継続することが求められ、本来行われるべき点検のための停止ができず、運転をし続けたことである。この事象は決して非常に特別なケースということではなく、BPDB が所有している発電所においては、どの発電所も同様な事象を抱えている。

事故停止発生後の運転再開までのフローは以下のとおりである。（自己資金を保有していないため、ドナーの資金を使用する場合）

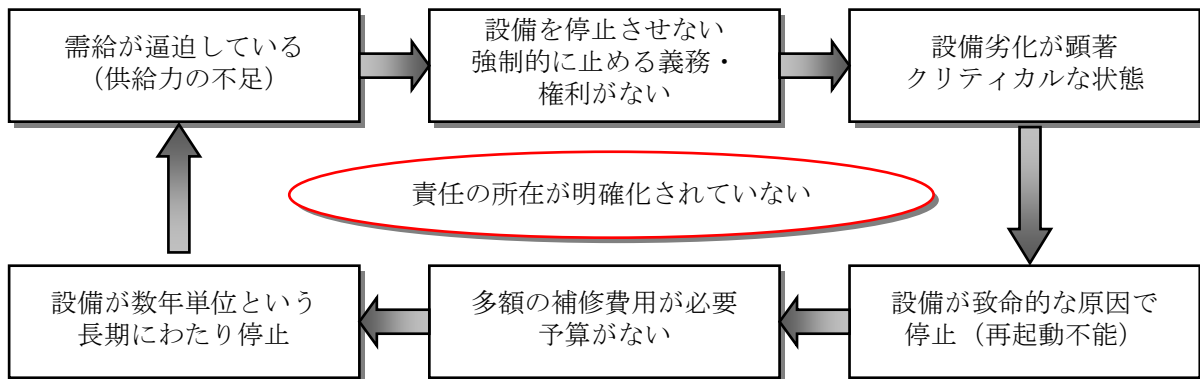


(Source: JICA Study Team)

図 13.6-1 事故停止発生後の運転再開までの業務フロー

これらの業務は、すべて前の業務が終了しないと次の業務が進められないため、手続きに非常に時間がかかり、大きなトラブルの場合には 2 年以上も停止を余儀なくされることになる。例えば 10 年間連続して運転し、突然事故停止して修理完了までに 2 年間かかった場合には、12 年間に 10 年間稼働したことになる。これは、平均的な供給力の寄与からすると、毎年 2 カ月点検で停止しているのと同様の効果である。実際には、連続運転を行っていると、徐々に効率は落ち、発電出力が減少してくるため、毎年定期的に停止して必要な措置を講じておく方が、供給力の寄与面からみて、はるかに有効な手段である。

「バ」国における供給力不足の状況を図示すると以下ようになる。



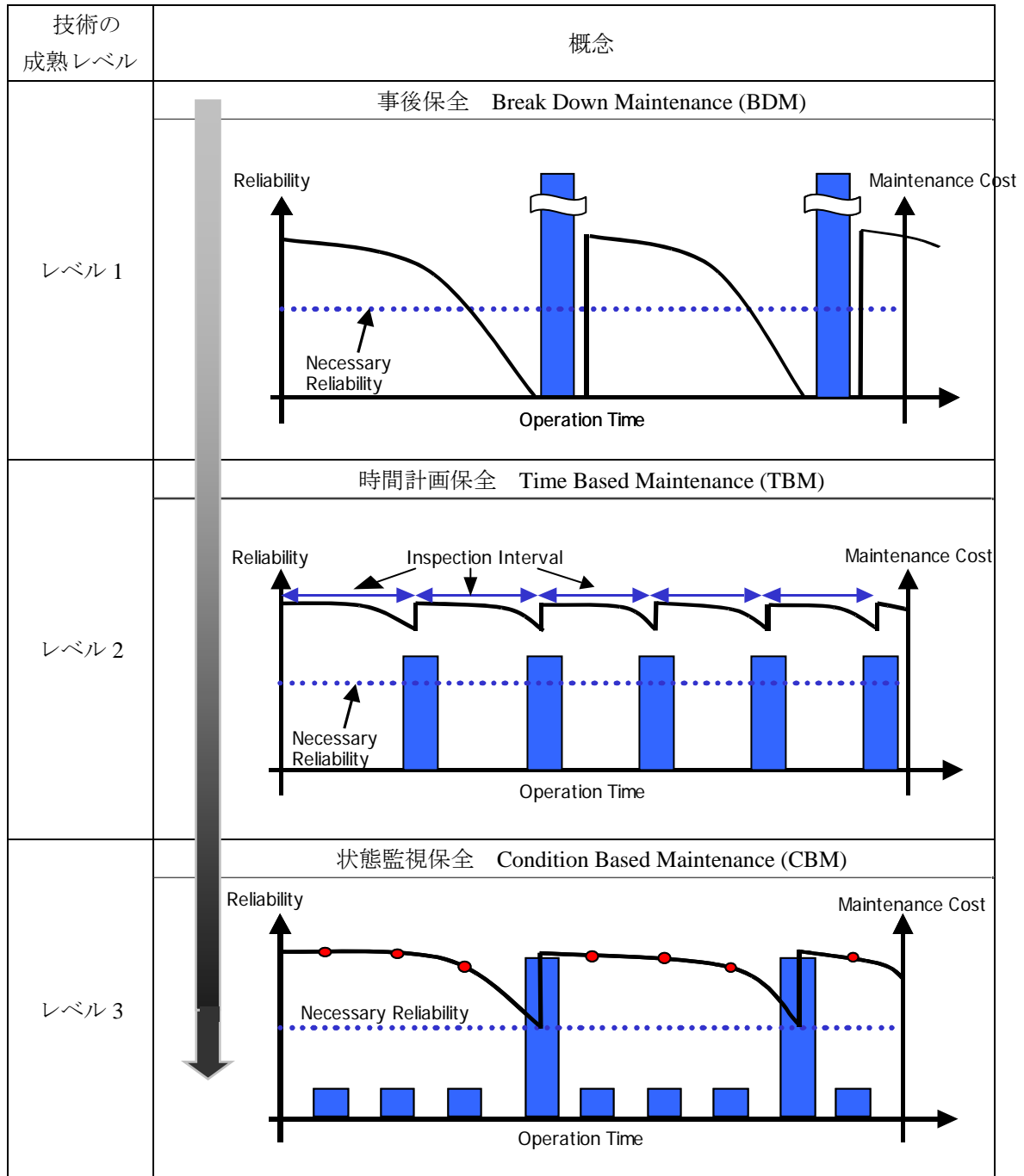
(Source: JICA Study Team)

図 13.6-2 供給力不足の負のスパイラル

このような状況を回避するために、本プロジェクトで開発する石炭火力発電所では、将来の O&M 体制をどのように構築すべきかを以下の章で述べる。

13.6.2 長期的なメンテナンス計画

保守管理は、主に以下に示す3タイプに区分される。それぞれの特徴は図 13.6-3 に示すとおりである。



(Source: JICA Study Team)

図 13.6-3 保守管理方法の概念図

前節で述べたように、「バ」国の多くの発電所では、「壊れるまで運転する」という「レベル 1」の状態が続いている。日本の場合、規制当局による定期的な法定点検が定められていた

ため、「レベル2」である時間計画保全（TBM：Time-Based Maintenance）が主体的であったが、電気事業者による保全活動と規制当局による検査の在り方が精力的に検討されてきた結果、安全性・余寿命が確保されているプラントは安全性を維持しつつ、定期点検間隔を延長する、TBM に CBM を併用した「レベル3-」の保全方式へと移行している。（規制当局の専門検査官の立会審査を受ける）

このような経緯を踏まえ、「バ」国における当面の目標としては、「レベル2」を目指すべきと考える。

13.2 章で述べたように、石炭火力のボイラは、1年に1回程度は定期的に停止して、ボイラ内の付着石炭灰除去・清掃を行う必要があり、表13.2-3で示したように、30日程度の停止が必要になる。その際に、合わせてボイラ耐圧部の目視を主体とした簡易点検を行い、劣化の程度をチェックし、次年度以降のメンテナンス計画策定に役立てる。また、修理が必要な部位を発見すれば、次回点検手入れまで安定運転が継続できるように修理やスペアパーツへの取替を実施する。

毎年、最低でも同様な点検が必要であるが、加えて、ボイラやタービンの点検を必要な時期に組み込み、機能回復、経年劣化した部位の修理や取替を実施する。定期点検の実施方法を以下に示す。各点検の頻度と停止日数は、大体の目安であり、経年化の程度や取替部位の範囲により異なる。

表 13.6-1 定期点検の種類

	頻度	標準停止日数	実施項目
A点検	毎年	30日	ボイラ内の付着灰除去ほか簡易点検、小修理
B点検	2年に1回	45日	ボイラ点検+タービン、環境設備小修理
C点検	4年に1回	60日	ボイラ点検+タービン点検+環境設備点検
D点検	8年に1回	100日	ボイラ点検+タービンの開放点検・精密点検
E点検	16年に1回	150日	大規模開放点検・機能低下、劣化設備取替

(Source: JICA Study Team)

上記の頻度を踏まえると、定期点検の実施計画は、以下のように実施していくのが効率的である。

表 13.6-2 定期点検の実施計画

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Maintenance	A	B	A	C	A	B	A	D	A	B	A	C	A	B	A	E

(17年目以降は上記の繰り返しとなる。)

(Source: JICA Study Team)

実際の計画に当たっては、毎年の簡易点検において、経年劣化の程度をチェックし、次年度以降のメンテナンス計画を修正していくことが必要である。また、点検時の停止日数を極力減らす努力が必要であり、取替が必要となる部位については、すべて、事前に購入手続きを完了し、メーカーでの製作を完了させておく必要がある。特に、大型部位の取替が必要な場合には、製作期間のリードタイムを十分考慮して、機器の先行発注手続きを洩れなく行うことが重要である。

一般的に経年劣化は、クリープと熱疲労の重畳損傷となる。経年劣化部位の性能維持を図り、機器の長寿命化を図るために、以下のような取り組みをしていく必要がある。

- 想定されるクリープ損傷部位は開放点検時に簡易金属組織検査、非破壊検査を行い、データをトレンド管理していく。
- 8～10年目にこれら管理している部位の精密検査を行い、劣化の進展を推定し、何年後にこの部材を取替えるか中長期計画に反映する。
  - ◆ タービンロータの場合、製鉄所でのインゴット製造、プラントメーカ・タービン工場の加工、動翼の植え付け等の一連のリードタイムは1.5～2.0年程度必要であり、その分を考慮して取り換え部品の発注時期、工事の実施時期を決定する。この場合、現場持込、据付、振動調整フィールドバランス等の工期が付加され、3～5か月の停止が必要となる。
  - ◆ ボイラの最終過熱器、最終再熱器パネル群を取替える場合の手順も同じであるが、ボイラパネルの場合、旧パネルの撤去取出し、新規パネルの搬入、溶接部の合わせ、溶接、非破壊検査、水圧検査と必要工期が長く、5～6か月程度の停止が必要となる。
- メジャーオーバーホール時は点検手入れに加えて、機能改善、劣化部材更新を行うが、オーバーホール前後に簡易性能試験を行い、オーバーホール後の効率改善度合いをチェックする。（現在は計算機内のソフトでチェック可能）

### 13.6.3 メンテナンス体制

#### (1) メンテナンス費用の確保

メンテナンス費用は、基本的にはPPAのCapacity Paymentの中に織り込まれており、計画通りのメンテナンスを実施している限りにおいては、メンテナンス費用は確保できている。しかし、瑕疵担保期間（通常1年）以降に予定外のトラブルが発生した場合や、想定よりも早く各種部位の取替が必要になった場合には、CPGCBLは自前で修理費用を捻出する必要がある。運転開始当初は、どのようなトラブルが発生するか予測しにくい。運転開始当初はCPGCBLの財務体質が決して強固ではないため、大きなトラブルが発生した際に、自己資金が確保できず、資金が確保できるまで修理に着手できないという事態に至る可能性が高い。停止期間が長期化すると、CPGCBLとして収入が確保できない上、大きな追加費用が発生するため、収支が極端に悪化する。

このような事態を回避する方策として、以下の方法が考えられる。

- (a) 瑕疵担保期間を長期（5年～10年間程度）に設定し、瑕疵によりトラブルが発生した場合には、メーカーが無償で修理する。
- (b) LTSA（Long Term Service Agreement）契約：保証の対象部位をあらかじめ決めておき、契約期間中にトラブルが発生した場合や損耗等により使用不能となった場合には、瑕疵の有無にかかわらずメーカーがLTSA契約を履行し責任をもって修理する。
- (c) 保険に入る

これらの対策を比較した結果を、以下に示す。



表 13.6-3 トラブル発生時のメンテナンス費用確保策比較

	(a) 長期の瑕疵担保期間を設定	(b) LTSA 契約	(c) 保険	(d) 対策しない
プラントコスト	やや高くなる。	(a)より高くなる	Base と同じ	Base
毎年の費用	追加費用なし	追加費用なし（メンテナンス費用の削減が可能）	追加費用あり（ただし一定額）	トラブルがなければ追加費用なしだが、トラブル時の追加費用は予測不能
トラブル発生時	停止後、すぐに修理可能で、追加費用は不要	停止後、すぐに修理可能で、追加費用は不要	停止後、すぐに修理可能で、追加費用は不要	追加資金が必要で、追加資金が確保できなければ、修理不能、停止が長期化、収支が極端に悪化
その他	あまり長期の瑕疵担保期間を設定すると、瑕疵の見極めが難しくなる。製造者がより高い品質の製品を納入するインセンティブとなる	保証の対象部位以外のトラブルでは資金が必要。製造者がより高い品質の製品を納入するインセンティブとなる	保険がおけるまで、修理資金を調達する必要がある。	財務体質が弱い段階では推奨できない。
Priority	2	1 (best)	3	4 (worst)

(Source: JICA Study Team)

どのような方法を採用したとしても、追加の費用が発生する。このうち、(a)、(b)の2つの対策は、プラント設備購入時の契約の中に含めておけば、プラントコストが多少アップするが、想定外のメンテナンス費用の増加を抑えることができる。

保証期間を長期（5年以上）にすると、石炭バーナセット・空気予熱器エレメント等準消耗品などその間に取り替えが必要になる部位が出てくる。これらの部位の耐用年数は、使用方法や石炭の性状によっても異なるが、製造者が納入する製品の品質によるところが大きい。期待している寿命よりも短い時間で取替をしていくと、PPA の Capacity Payment の中に織り込まれている金額よりも多くのメンテナンス費用が必要となり、CPGCBL の財務体質を悪化させる。

例えば、耐用年数3年間の部位について考えてみる。この部位は3年後に取替計画を考へ、その分の予算を考慮してPPA の Capacity Payment に織り込んである。この部位の損耗が激しく、2年後に取替の必要が生じてしまった場合、仮に瑕疵担保期間内だとしても、製造者の瑕疵を認定することは難しく、取替費用は CPGCBL が負担することになり、想定以上の費用を支出することになる。LTSA 契約を締結している場合には、対象部位の取替は製造者の負担により実施することになるため、CPGCBL の負担は生じない。つまり、製造者は、長期間使用可能な設備を製造し納品すれば、それだけ自分の負担を減じることができる。このように、LTSA 契約を導入することにより、製造者に良い品質の製品を納入させるインセンティブを働かせることができる。

なお、LTSA 契約を締結したとしても CPGCBL サイドの重大な瑕疵（マニュアルから逸脱した誤った使用法、ずさんな運転維持管理など）によるトラブルは保証されないため、LTSA 契約を的確に運用していくためにも、13.6.4 章で述べる運転体制の確立も重要な要因となる。

ガスタービンやコンバインドサイクルにおいては、プラント納入メーカーとユーザ間で、LTSA 契約を締結しているのが一般的であり、契約期間は6年間（50,000時間付近）に設定されている。このLTSA 契約期間中は、メーカーはGT 高温部品の供給と現地に於ける分解・組立・試運転の指導員を派遣する。石炭火力においてLTSA 契約を締結したという実績はないが、ガスタービンの例に倣って保証の対象部位を明確に示して実施すれば、石炭火力においてもLTSA 契約を締結することは可能と考える。なお、契約期間については、8年目に実施する大きな点検（D点検）が一つの目途になると考えられる。その点検において、発見される損傷部位の補修、取替えは、材料手配のリードタイムを考慮すると、10年目のB点検を工期延長して対応することになる。このため、損傷発見から材料手配リードタイムを考慮して、10年間のLTSA 契約とすることを提案する。

保証対象部位の案は以下に示すとおりである。

- 石炭バーナセット
- ボイラチューブ(数本のチューブリーク補修、火炉蒸発管の硫化腐食減肉予防保全、最終過熱器管/最終再熱器管減肉取替、水蒸気酸化スケール対策)
- アッシュエロージョンプロテクター補強見直し
- 空気予熱器エレメント腐食減肉取替
- 蒸気タービン
- 軸受・高圧/中圧初段噴口ノズルエロージョン、軸封装置
- 発電機
- 軸受
- ミル
- タイヤローラ、ターンテーブル、粗粉分離器
- 起動系統大型弁、ボイラ安全弁
- クリンカー処理装置(ドライ又はウエット処理、水浸式の場合クラッシャー)
- 給水ポンプ軸封装置

LTSA 契約が効果を発揮するのは、瑕疵担保期間経過後であるため、LTSA 契約の締結時期は営業運転開始後でも問題ない。しかし、営業運転開始が近づいてからLTSA 契約を締結する場合には、契約当事者が明確になっており、契約時における競争原理が全くはたらかない。このため、LTSA 契約の交渉段階において、契約当事者から想定外に高い金額を提示され、結果として、不調になってしまう可能性がある。調査団としては、LTSA 契約などの運転開始後のO&M 体制やCPGCBL 職員に対する運転開始前の研修などに関しては、入札時に応札者が具体的な実施内容と価格を本体価格とは別に提案し、本体価格に加えて、O&M にかかわる提案内容の評価も考慮して最終落札者を決定する方式が望ましいと考えている。

## (2) メンテナンスの実施者

CPGCBL では、経営ビジョンとして「継続的な発展」を掲げ、長期的な視点で人材を育成することとしている。その視点に沿って、CPGCBL におけるメンテナンス実施体制の方向性を以下に示す。

表 13.6-4 メンテナンス実施体制の方向性

初期 (運転開始後 5 年間)	中期 (6 年目～10 年)	長期 (11 年目以降)
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ LTSA 契約</li> <li>■ 定期点検は主として製造メーカーが実施</li> <li>■ CPGCBL の維持管理要員は、検査に立ち会って情報収集を図ることにより、自身の技術スキルの向上を目指す。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ LTSA 契約</li> <li>■ 定期点検は主として CPGCBL の維持管理要員が実施</li> <li>■ 必要に応じて、製造メーカーの技術者の派遣を要請し、指導を仰ぐ。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 「バ」国内の維持管理会社の要員が、CPGCBL との契約に従って、定期点検を実施する。</li> <li>■ CPGCBL の維持管理要員は、定期点検や大規模修繕の計画・管理を行う。</li> </ul>

(Source: JICA Study Team)

初期の定期点検時には原メーカーに指導員、検査員を要請して実施することはやむを得ないとしても、その時に CPGCBL の補修員も同時に検査等に立ち会い、技術を習得するように努める。そして、なるべく早い段階 (6th ~ 10th year) で、CPGCBL 単独で定期点検が実施できるような体制を目指す。その際に不明な点が発生すれば、必要に応じて原メーカー指導員のサポートを要請する。

その次のステップ (11 年目以降) としては、「バ」国内のメンテナンス会社に業務を委託し、CPGCBL の補修員は業務の管理 (メンテナンス計画の策定、工事実施状況の監理など) を行う。アウトソース先としては、CPGCBL のメンテナンススタッフが定期点検の実施経験を積み重ねて、CPGCBL の子会社を設立するのも一つの方策である。CPGCBL のメンテナンス子会社は、いずれは他の発電所の定期点検、ボイラパネル取替等大型改良工事までも請け負えるレベルまで技術力を高め、「バ」国内の他社発電所において、点検補修業務の受注を目指す。

#### 13.6.4 運転体制

石炭火力は表 13.2-1 で示したように、ガス火力と大きく異なる特徴がある。特に燃料が固体であり、性状が均一でないため、安定した運転を行うためには、ガス火力に比べてはるかに高度な技術を必要とする。また、本プロジェクトにおいて導入する機器は貫流タイプのボイラで、これまで「バ」国には存在しないタイプであり、CPGCBL の運転員は、「バ」国において全く運転経験がない設備を運転することになる。13.3 章で提案したように、運転時のキーパーソンとなる要員が、運転開始前にある程度他国の同種機器で運転の経験を積んだり、運転シミュレータにより運転の訓練を積んだりしても、それらの要員だけで安定的な運転をすることは非常に難しい。

発電設備は、運転開始当初は、大きなものから小さなものまで、種々の初期トラブルが発生する。大きなトラブルの発生時は、機器の安全を確保するために、発電設備は自動的に停止する仕組みが構築されている。しかし、小さなトラブルにおいては、警報は出すが、運転は依然として継続している。そのほかに警報は出ないが、異音、異臭など機器の巡視時に異常な事象を目撃することもある。運転員は、それらの警報、警告発生時において、深刻さの度合いを迅速かつ的確に判断し、応急的な処置をすることが求められる。具体的には、以下のような点である。

- 運転継続が可能か否かの判断
- 運転継続が可能な場合の対応策
  - ◆ どの部位において、どのような処置をすべきか
  - ◆ 処置は緊急を要するのか
  - ◆ 応急処置を施したとして、どの程度運転継続が可能か
  - ◆ どの程度の技術レベルの要員を派遣すべきか（自社で修理可能か、メーカーを呼ぶ必要があるか）
- 停止すべきと判断した場合の対応策
  - ◆ 停止が必要であることの説明
  - ◆ どの部位において、どのような処置をすべきか
  - ◆ どの程度の技術レベルの要員を派遣すべきか（自社で修理可能か、メーカーを呼ぶ必要があるか）

運転員は、実際の機器において、いくつかのトラブルを経験し、それらのトラブルを自ら解決するような経験を積むことによって成長し、後進の指導が可能になっていく。また、その他の業務においても、自ら実践しないと身に付かないが、「バ」国において最初から単独ですべての業務を実施できるノウハウを持った要員の確保は極めて難しい。このため、運転開始当初は、海外の大型石炭火力発電所で運転経験が豊富な専門家を雇用し、OJTによりノウハウの移転を図り、後進の指導が可能な技術者の育成を図る。

雇用された専門家は、運転業務だけでなく、以下のような O&M 業務の全般について CPGCBL をサポートする。専門家の雇用人数と期間は、技術移転を図ることが目的なので、石炭火力での運転経験が豊富な要員が 2~3 人で 2~3 年程度で十分である。

表 13.6-5 運転維持管理専門家のサポート業務

項目	実施内容
運転中の監視と点検	様々な個所の状況（温度、圧力、流量、水位、油面などのレベル）をトレンド管理し、異常の徴候を早期に発見する。同時に日常の巡視点検を実施し、計測器では計りにくい振動、音、におい、色などの微妙な違いや、極少量の油漏れや水漏れ（しみだし）などの異常の前兆を早期に発見する。
トラブル未然防止	異常の徴候を発見した場合には、データの分析を行うことにより、原因の特定を行う。その際に必要があれば、緊急的に一時停止して、必要な点検・診断を行う。その上で、現状の深刻度合を評価し、対策方針を決定する。
改修、点検手入れ	定期的な検査を実施する前に、定期的な作業内容に加えて、運転時に発見された異常部位の改修なども含めて、停止時に実施すべき作業内容をすべて洗い出し、綿密な作業計画を作成するとともに、必要な部品等があれば事前に手配する。 点検実施により発見された異常については、異常の深刻度合や部品手配上のリードタイムなどを評価し、対策方針（応急措置、恒久措置）を決定する。 点検の実施内容と測定結果などは、決められたフォーマットにより記録として残し、点検毎のトレンド管理を行うことにより、余寿命診断などに活用する。
補修計画の調整	メンテナンス種別、停止時期、停止日数などを決定する。実際の停止時期や停止日数は、需給状況を踏まえて、中央給電所との調整により決定されるが、劣化の程度や停止の緊急性を十分に見極め、必要な時期に確実に停止できるように調整する。
事故補修と原因の究明	緊急事故（運転中・定検中）が発生した場合には、現場調査・状況把握を実施するとともに、今までの運転記録、前回定期検査時の記録等のデータベースを基にして、真の原因把握を行う。また、定期点検を実施中に発見した故障部位については、材料手配が間に合わない場合は、応急措置対策を実施する。
効率管理、燃料管理	プロセスコンピュータから熱効率管理に必要なデータを抽出して熱効率を管理し、日報・月報・四半期報・年報等の書類を作成する。 各種石炭の組成、熱量等のチェックおよび、混合割合のチェックなどを行う。
用水、潤滑油などの管理	発電所を安定的に運転していくために日常的に必要なとなる、水、水質管理用薬品、排水処理用薬品、潤滑油、水素ガス、窒素ガスなどの管理と中長期消費計画を作成する。

(Source: JICA Study Team)

### 13.6.5 発電所の O&M 費用

運転開始後の発電所における O&M 費用を想定する。費用として積算する項目は以下のとおりである。

- 所員の人件費
- メンテナンス費用
- 日常取替が必要なスペアパーツの購入費
- 外注費用（業務委託）
- その他雑費用
- 一般管理費

なお、O&M 費は基本的には、稼働量に応じて変化しない固定費部分と稼働量に応じて変化し得る可変費部分に分かれる。しかし、本発電所は運転が可能な状況にあれば、基本的には常に最大出力で運転をすることになり、稼働率が多少変化しても、O&M 費用の変化量はわずかである。このため、O&M 費はすべて稼働量に応じて変化しない固定費として算出する。

#### (1) 所員の人件費

発電所の必要要員数と役職レベルは、13.1 章で述べたとおりである。また、各役職の給与水準は、12.3.3 章で述べたとおりである。この数値を使用して所員の人件費を計算した結果は以下のとおりである。なお、人件費として必要な金額は、福利厚生費なども含まれるため、給与の 2 倍としている。

**表 13.6-6 発電所員の人件費**

Rank		Annual Salary (1000 Tk)	Number	Total (1000 Tk)
General Manager	GM	1,680	1	1,680
Deputy General Manager	DGM	1,440	2	2,880
Manager	M	1,080	14	15,120
Deputy Manager	DM	840	11	9,240
Assistant Manager	AM	672	24	16,128
Junior Manager	JM	480	21	10,080
Staff Level	S	360	62	22,320
Others (Driver etc.)	O	192	52	9,984
Shift duty				3,130
<b>Total</b>			<b>187</b>	<b>90,562</b>

(Source: JICA Study Team)

運転員は Shift で業務を行うため、その手当として給与の 0.2 倍を支払うことにしており、その分も含めると、人件費は 91 million Tk/年となる。

#### (2) メンテナンス費用

13.6.2 章で述べたメンテナンス計画に従って、費用を算出する。各点検に必要となる要員数と取替部位の費用（1 台分）は以下のとおりである。人件費は一人当たりの日当を 1200Tk として計算している。機器代はそれぞれの点検において取り替える部位の代金であり、建設コス

トに比例した金額である。最も大規模に実施する E 点検においては、8%程度の部位を取り替えると想定しており、建設コスト（土木工事費を除く）の 8%の費用を見込んでいる。なお、機器取替に当たっては、高度な技術力をもつ技術員が必要になるが、その人件費は機器代に含まれている。また、停止日数は、検査時に発見した不具合の修理日数が必要と考え、標準停止日数に 5 日間追加している。

表 13.6-7 各定期点検のメンテナンス費用

（費用の単位：million Tk）

	Frequency	Outage days	Number	Expense for 1 time			Expense for 16years	
				Personnel	Facility	Total	Number	Total
A	Every year	35 days	100	4	167	171	8	1,369
B	Once 2years	50 days	200	12	835	847	4	3,387
C	Once 4years	65 days	300	23	1,670	1,693	2	3,386
D	Once 8years	105 days	500	63	4,174	4,237	1	4,237
E	Once 16yeras	155 days	1000	186	6,679	6,865	1	6,865
Average expense for 16 years								1,203

（Source: JICA Study Team）

16 年間の平均的なメンテナンス費用は 1 台分で 1,203million Tk/年であり、2 台分だと 2,406million Tk/年となる。

(3) スペアパーツ代

運転開始当初に、当面必要な分のスペアパーツは、プラント設備購入時の契約の中に入れて確保しておく。運転開始後は、修理等で使用したスペアパーツを補充する費用としてスペアパーツ代を計上する。このような考えに基づき、日常取り替えが必要なスペアパーツ代として、167 million Tk/年（設備建設コストの 0.1%）の費用を見込む。

(4) 外注費用（委託業務）

委託業務の費用は、基本的には人件費である。外注する際の人件費単価は、社員の給与水準の 70%と想定する。以下に、外注する委託業務の数量と人件費単価を示す。

表 13.6-8 外注費用

		DM	AM	JM	S	O	
Guard	29			1	4	24	shift
Gardening	7			1	2	4	
Cleaning	11			1	2	8	
Others (company cafeteria)	13			1	2	10	
Operation of Port	34	2	4	8	8	12	shift
Operation of Coal yard	34	2	4	8	8	12	shift
Treatment of waste	26	1	1	4	8	12	shift
Daily maintenance							
Boiler	13	1	1	2	3	6	
Turbine	13	1	1	2	3	6	
Electrical	13	1	1	2	3	6	
I&C	9	1	1	1	2	4	
Environmental facility	9	1	1	1	2	4	
Specialist	8	1	1	2	4		
Total number of persons	219	11	15	34	51	108	
Annual Salary (1000 Tk)		588.0	470.4	336.0	252.0	134.4	
Total annual expenses	52,315	6,468	7,056	11,424	12,852	14,515	

(Source: JICA Study Team)

実際にかかる費用としては、上記の金額に対して、Shift 業務に対しては、1.25 倍の支払いを行う。また、受注会社の儲け分として全体金額の 10%を考慮する。

(5) その他雑費用

その他雑費用の中には、以下のような項目が含まれる。

- 潤滑油、化学薬品、海水淡水化装置フィルタ、非常用ディーゼルの燃料など消耗品の購入料金
- 社員の研修費用
- 発電所運営費（事務用品などの購入代、建物の補修、出張旅費、ガソリン代、イベントの開催費、交際費、地域貢献に資する費用など）

これらの費用を個別に想定するのは難しいため、一括して(1)~(4)までの金額の合計値（VATを除く）の 3%を見込む。

(6) 一般管理費

コストセンターである本社分の経費として、発電所経費（VATを除く）の 5%を見込む。

(7) 発電所の年間 O&M 費用まとめ

上記のコストをまとめると、以下のとおりとなる。VAT は、支払い対価の内容に応じて、輸入部品に対する比率（5%）と役務に対する比率（10.5%）を適用して計算している。



表 13.6-9 年間の O&M 費用

(Unit: million Tk/year)

	Expense	VAT	Total
(1) Personnel	91		91
(2) Maintenance	2,406	168	2,573
(3) Spare parts	167	8	175
(4) Outsourcing	66	7	73
(5) Others	88		88
(6) Overhead	151		151
<b>Total</b>	<b>2,952</b>	<b>183</b>	<b>3,135</b>

(Source: JICA Study Team)

年間の O&M 費は VAT 除きで 2,952 million Tk/年となり、設備建設コストの 1.4%程度に相当する。

(8) 発電所の O&M を実施していく上で必要となるその他費用

1) LTSA 契約

EPC コントラクターとの契約の中に LTSA 契約も包括する方法の場合には、建設工事費に含まれると考えても良いが、その場合には、14.1 章で提案している工事費が増加する可能性が高い。一方、LTSA 契約の実態は、保険的な意味合いを含んでおり、その効果は契約期間中毎年均等に及ぶと考える。

この点を考慮して、LTSA 契約期間である 10 年間、毎年一定額の経費を計上する。なお、LTSA 契約を導入した場合には、単純な保険とは異なり、その期間に取り替え時期を迎える部位の取り替えも行うので、メンテナンス費及びスペアパーツ代が減少する。毎年の経費は、以下の考え方により試算する。

- LTSA 契約を実施した場合の工事費増分：5,000 million Tk（1 台分）
- 毎年の経費と考えると 500 million Tk（1 台分）
- 毎年のメンテナンス費およびスペアパーツ代の減少分：200 million Tk（1 台分）
- LTSA 契約に伴う毎年の経費増：600 million Tk（2 台分）

2) 建設工事費に含まれていると考えている費用

以下の費用については、建設工事費の中に含まれており、EPC コントラクターが提供するものと考えている。

- ボイラ炉内点検用組立足場
- 研修用設備（13.3.5 章参照）
- 海外研修の渡航費用（13.3.5 章参照）
- 運転訓練用シミュレータ（13.3.5 章参照）
- O&M 専門家の派遣（運転開始後 3 年間程度）（13.6.4 章参照）

3) O&M に必要となる備品（建設工事費に含まれる）

発電所の O&M に必要となる備品を以下に示す。

- 車両
- 修理工事における工具類
- 日常点検に使用する計器類
- 緊急時に使用する装備品
- 事務用品
- その他（安全対策用品）

CPGCBL が BPDB から借用する初期運転資金（内貨）では購入不可能な備品類は以下のとおりである。これらは 200%の関税を考慮して建設工事費（外貨）の一部として積算する。

表 13.6-10 備品の費用

(Unit: 1000 USD)

		Units	Unit price	Total
車両	Truck	3	100	300
	Forklift truck	1	90	90
	Unic Crane	2	100	200
	Road roller	1	200	200
	Fire truck	1	300	300
	Bulldozer	4	110	440
	Sub total			1,530
修理工事における工具類	TIG Welding machine	1	20	20
	AC Welding machine	1	3	3
	DC Welding machine	1	4	4
	Lathe	2	10	20
	Drill press	2	2	4
	Miller	1	20	20
	Grinder (installed type)	1	5	5
	Grinder (handy type)	3	1	3
	Pipe bender	1	10	10
	Compressor	1	4	4
	Other Tools	1	20	20
Sub total			113	
日常点検に使用する計器類	Infrared thermograph	1	70	70
	Radiation thermometer	1	1	1
	Ultrasonic thickness gage	1	4	4
	Oximeter	1	2	2
	Noise level meter	1	4	4
	Gas detector	1	4	4
	pH meter	1	2	2
	Other meters	1	10	10
Sub total			97	
緊急時に使用する装備品	Drainage pump (engine driven)	1	4	4
	Drainage pump (electromotive)	1	1	1
	Ventilation fan (big)	2	3	6
	Ventilation fan (small)	1	1	1
	Others	1	10	10
Sub total			22	
事務用品	Personal computer	120	2	240
	Copy machine	3	6	18

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

		Units	Unit price	Total
	Handy Video	2	1	2
	Camera	5	0.4	2
	Projector	3	2	6
	TV monitor	5	1	5
	Sub total			273
その他（安全対策用品）	Fire extinguisher (200L)	3	12	36
	Fire extinguisher (100L)	5	6	30
	Fire extinguisher (50L)	10	2	20
	Fire extinguisher (20L)	80	0.5	40
	Oil fence	2	6	12
	Sub total			138
<b>Total</b>				<b>2,173</b>

(Source: JICA Study Team)

発電所の O&M に必要となる備品として 2,173,000 USD を計上する。

#### 4) 港湾・石炭ヤードの O&M 費

港湾・石炭ヤードの O&M 費のうち、荷役作業や石炭ヤードで石炭の積み上げ、払い出しなどの業務を実施する要員の人件費は、外注費用の中でカウントしている。（表 13.6-9 参照）

港湾の運用は外注し、以下に示す内容で専門の運転会社を実施する。

##### a) 業務内容

- ◆ 船舶の入出港の管理（石炭船、石油タンカー）
- ◆ 港内における水先案内（入出港、着棧、タグボートの運転を含む）
- ◆ 石炭及び石油の荷揚げ作業（アンローダの運転）
- ◆ 税関手続き

港内の浚渫やアンローダなどの港湾設備の維持管理については、CPGCBL は別の会社に業務を委託する。

b) 港湾運転会社の現地事務所の組織図

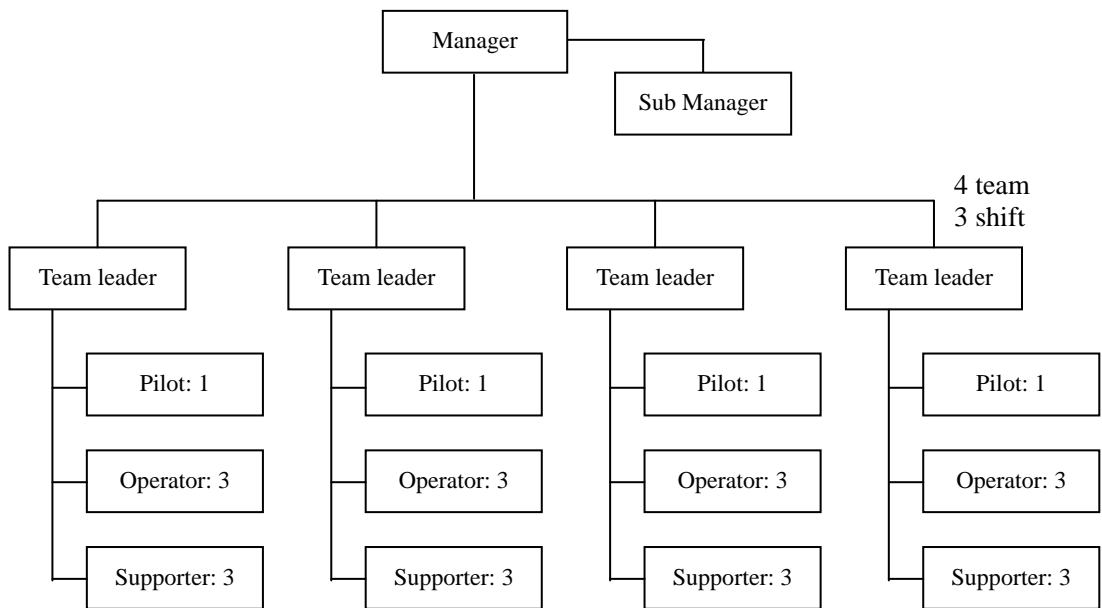


図 13.6-4 港湾運転会社の現地事務所の組織図

c) 外注費用

外注費用は、主として上記に示す 34 人の運転員の人件費であり、年間約 14.2 million Tk と見込まれる。

一方、港湾・石炭ヤードには、アンローダ、スタッカ、リクレーマなどの大型の重機が多数存在する。これらの機械も定期的に点検し、消耗品の取替を行う必要がある。港湾工事費のうち Foreign portion に属する工事費は、主として、大型重機の購入費用である。この点を考慮し、大型重機の毎年のメンテナンス費用として、港湾工事費のうち Foreign portion に属する工事費の 1%（142 million Tk）を計上する。

航路部は掘り込み港湾になっており、潮の流れやサイクロンの襲来による砂の移動が発生し、深度が浅くなる可能性があるため、定期的に航路の浚渫を実施して、深さを確保する必要がある。「バ」国における浚渫費用は 1,000 Tk/m<sup>3</sup> 程度である。堆砂シミュレーションの結果、年間の浚渫必要量は 360,000m<sup>3</sup> 程度となり、毎年の浚渫経費として 360 million Tk が必要となる。

5) 送電線の O&M 費

送電線は、発電所の電力を需要地に送電するために必要ということで建設するが、供用開始後は、PGCB が O&M をすることになる。PGCB は Wheeling charge で O&M 費用を回収するので、CPGCBL が負担する必要はない。

PGCB における送電線の維持管理費用の想定結果を以下に示す。

PGCB の Annual Report を参考に、全送電線の年間維持管理費用を試算した結果は以下の表のとおりである。

表 13.6-11 送電線の年間維持管理費用

		Unit	30.06.2011	30.06.2010
Transmission expenses		1000 Tk/yr	1,343,277	872,651
Administrative expense		1000 Tk/yr	201,762	134,173
送電線の距離	230kV	Ckt. km	2,647	2,647
	132kV	Ckt. km	6,018	5,670
送電線の維持管理費単価		Tk/yr/Ckt. km	89,000	61,000

(Source: JICA Study Team)

\* PGCB は送電線と変電所の維持管理を行っており、送電線の維持管理費は Annual Report に記載されている Transmission expense と Administration expense の合計額の半額とした。

本事業では 60km 程度の 400kV 2 回線送電線を建設する計画である。この送電線の O&M 費は以下の計算式で計算した。なお、本事業で建設する送電線は従来の送電線よりも高い電圧なので、従来単価の 1.2 倍とした。

$$(89,000 + 61,000) / 2 \times 1.2 \times 60 \times 2 = 10,800,000 \text{ Tk/yr}$$

(81.7 Tk/USD の換算レートで USD に換算すると、130,000 USD/yr となる。この価格は、建設コスト 42.3 million USD の 0.3% 程度に相当する。)

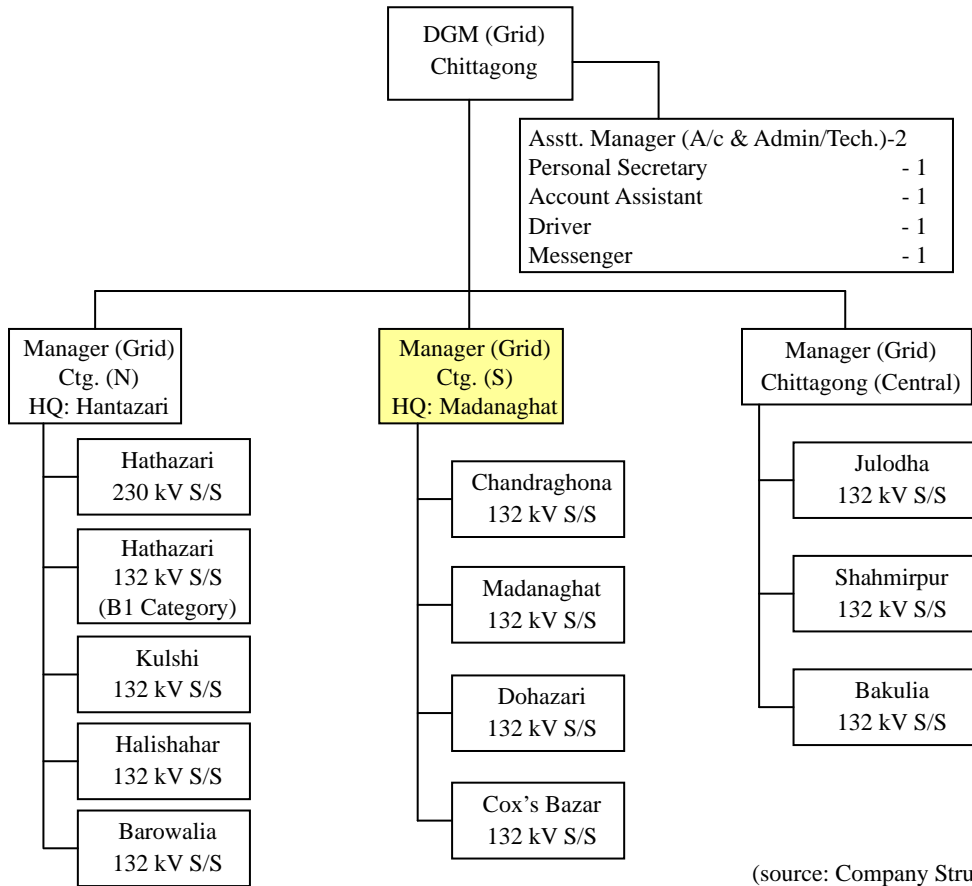
#### 6) アクセス道路の O&M 費

アクセス道路は、発電所の建設および維持管理に必要ということで建設するが、発電所の専用道路ではなく、すべての区間が一般に開放される。道路の供用開始後は、道路管理者が O&M をすることになる。このため、CPGCBL が負担する必要はないと考えられるが、主として発電所が使用する部分の O&M 費に対して、負担金を求められたとしてもそれほど大きな額にはならず、発電所のその他経費の中から支出可能と考えられる。

13.7 送電線の運転維持管理

(1) Chittagong 地区における現状の維持管理体制

本事業の送電線完成後においては、Chittagong 地区の Grid Maintenance Division (GMD)が維持管理を行うことになる。Chittagong 地区 GMD の組織図を以下に示す。



(source: Company Structure of PGCB)

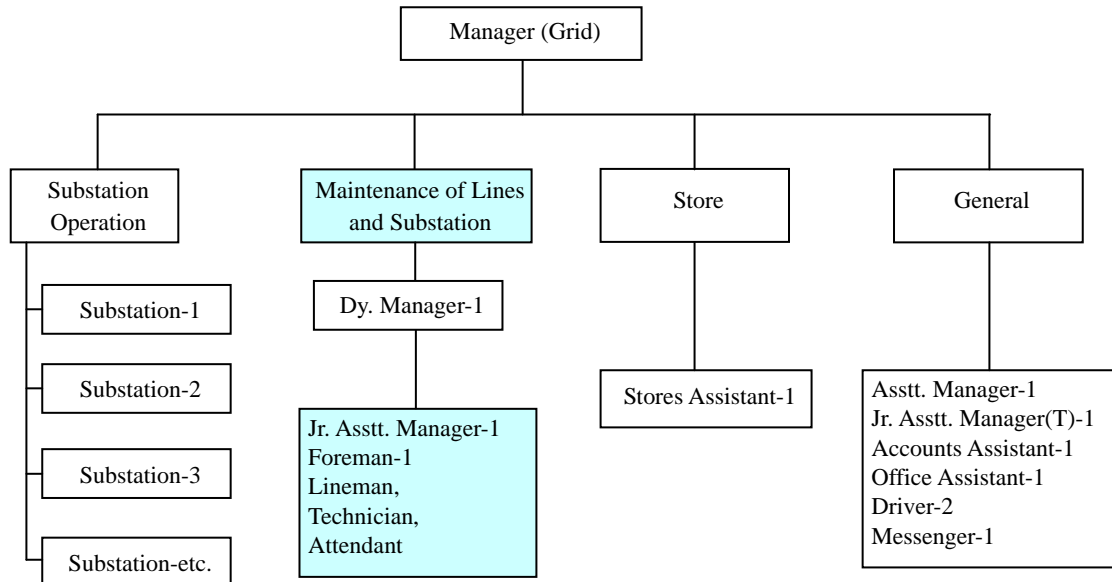
図 13.77-1 Chittagong GMD の組織図

各変電所には、12 – 14 人が所属して変電所の運転を行っている。一方、送電線と変電所の維持管理は3つの地域(north, central, and south)に分かれて、それぞれの地区の設備の維持管理を行っている。

(2) 本事業で建設する送電線の維持管理

本事業で建設する送電線の維持管理は、Madanaghat 変電所構内にある Chittagong (South) Manager (Grid) Office が実施することになると想定される。

Chittagong (South) Manager (Grid) Office の組織図を以下に示す。



(source: Company Structure of PGCB)

図 13.77-2 Chittagong (South) Manager (Grid) Office の組織図

Maintenance of Lines and Substation Group が送電線の維持管理を行っている。聞き取り調査の結果によれば、送電線 20km あたり 1 名のラインマンを配置しているとのことである。本事業で建設する送電線の距離は 62km であるため、3-4 名のラインマンが維持管理を行うものと想定される。

PGCB はすでに 230kV 送電線を 2,500km 程度所有して、その維持管理を実施しており、超高压送電線の維持管理に関しては既に多くの経験を持っている。本事業で建設される送電線は 400kV となり、電圧階級が 1 段あがるが、技術レベルが格段に上がるわけではないため、230kV 送電線と同等の扱いにより、特に問題なく維持管理が可能と考えられる。

### 13.8 アクセス道路建設の実施と維持管理

#### 13.8.1 実施機関

##### (1) RHD の概要

道路及び高速道路局（RHD）は建設及び建築に関わる旧組織（C&B）が 1962 年に 2 つの組織に分割されて設立された。分割されて別れたもう一つの組織は、公共事業局である。RHD は「バ」国の主要道路網及び橋梁の建設及びその維持管理に関わる責任を有する。RHD が設立された当時は道路網の延長が 2,500 キロであったが、現在は 20,866.36 キロにまで増加している。RHD は複数の補助チーフエンジニアによって支援されるチーフエンジニアが率いる体制である。現在の職員総数は約 20,000 人である。RHD は、自立して持続的に事業計画を策定し、施設の維持管理を適切に遂行する能力を有している。全国の主要な道路・橋梁網の全面的な管理責任を有しており、また、それらについての説明責任を有する組織である。

##### (2) RHD のスタッフ組織図

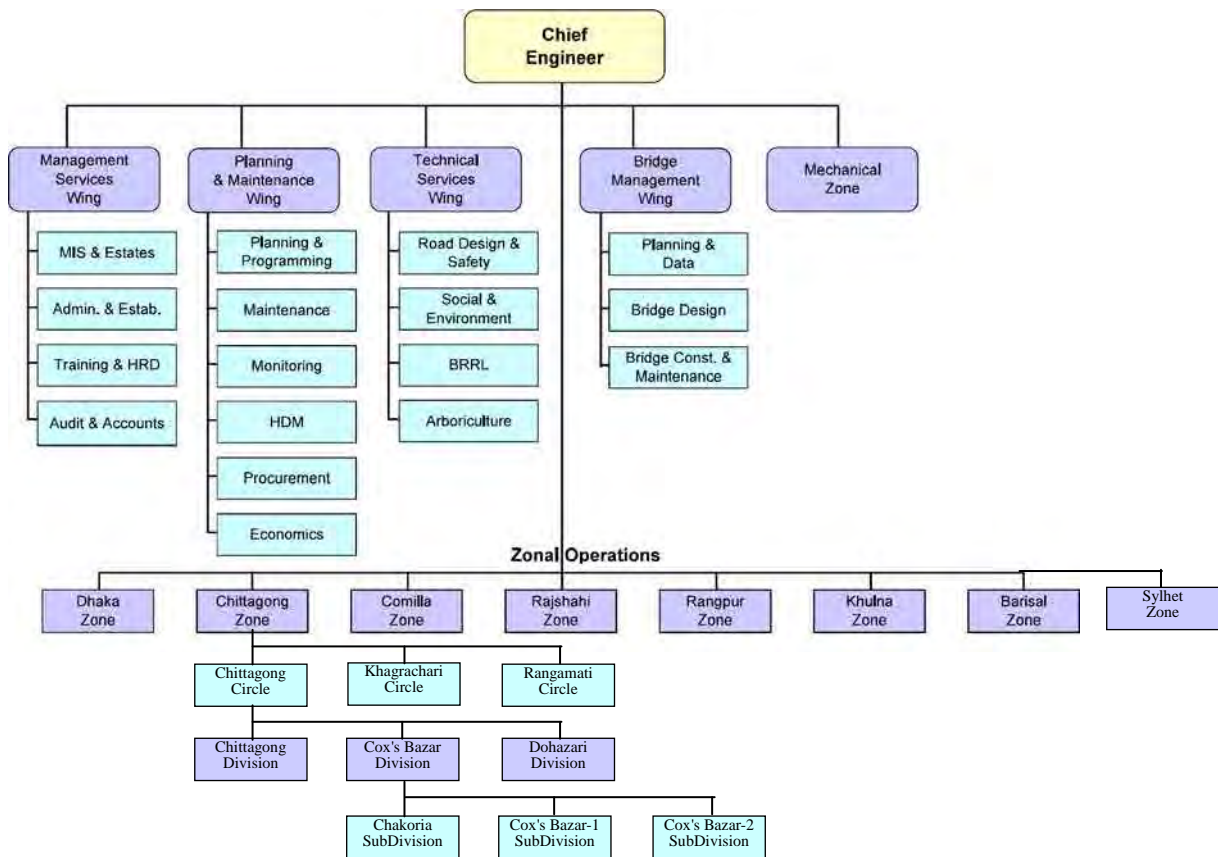


図 13.8-1 RHD の組織図

##### (3) 技術者の技術的能力

各部所のほぼ全ての技術者が各種の技術的、管理的な研修に参加してきている。実施時期を調整することにより、業務の合間を縫って、調達、研究室の品質管理、構造設計、情報技術、地理



情報システム（GIS）、全球位置システム（GPS）に関する研修等が実施されている。RHD の研修企画部門は、1～2 週間の研修スケジュールを設定して実施している。「バ」国政府は、推薦された技術者に対して、海外での研修を受講させている。従って、これら研修プログラムを通じて、RHD のほとんどの技術者は効率的に職務を遂行することが可能である。

(4) 本部と地域地区事務所の関係

本部と地域地区事務所の連携体制は密接、かつ良好に維持されている。本部のエグゼクティブ・エンジニアは、地区の監督技術者に対して直接の管理責任を有し、また政府の規定、規則に基づいて遂行する全ての職務と義務について、本部の補助チーフエンジニアに対して説明責任を有する。

(5) 実施体制

RHD の事業実施体制は以下の通りである。

- フィージビリティスタディ及び概略設計の実施
- 選択肢の中から最適なオプションを選択する
- 最終的な設計書の作成
- 開発プロジェクト提案書（DPP）の承認
- プロジェクト実施ユニット（PIU）の設立
- プロジェクトを始動させ、実施段階をスタートさせる
- プロジェクト実施中のモニタリング
- プロジェクト実施後の評価

(6) 予算および支出額（過去 5 年間）

RHD の年間維持管理予算は、表 13.81 に示す通り。アクセス道路の年間維持管理予算は、1) 継続的予算 BDT500 万、2) 周期的予算 BDT1.5 億/5-7 年/36.2 キロである。このことから、アクセス道路を維持するため予算は RHD の年間維持管理予算によって対応することが十分可能である。

**表 13.8-1 RHD の予算と支出額** (百万タカ)

予算の種類	項目	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13
維持管理予算	申請予算額	41,140.0	42,050.0	40,040.0	47,450.0	51,000.0	-
	承認予算額	6,273.7	7,175.1	6,100.0	6,678.0	7,049.0	9,809.4
	支出額	6,273.7	5,301.0	6,065.2	6,589.7	7,017.80	-
年間開発プログラム	申請予算額	-	-	-	-	-	-
	承認予算額	18,522.9	13,992.8	23,096.7	20,636.1	24,405.1	30,165.8
	支出額	15,270.8	12,131.4	19,665.7	18,425.9	23,171.4	-

(7) 道路の現状

1) 道路区分毎の舗装割合

表 13.8-2 舗装割合

(km)

道路区分	舗装	非舗装	合計
国道	3,531.9	12.16	3,544.060
地域道路	4,193.436	84.63	4,278.066
Zilla 道路	10,665.93	1,706.94	13,654.126
合計	18,391.27	1803.73	21,476.25

(出典: RMMS database of RHD)

2) 舗装道路の状態

表 13.8-3 舗装道路の状態

(km)

道路状態	舗装	非舗装	合計
極めて良好/良好	2,882.965	-	2,882.965
普通	5,172.539	-	5,172.539
やや不良	3,109.522	-	3,109.522
不良	1,524.074	-	1,524.074
極めて不良	296.22	-	296.22
合計	12,985.32	-	12,985.32

(出典: Roughness survey result of the year 2012)

(8) 道路部門におけるドナーによる支援

表 13.8-4 道路部門におけるドナーによる支援状況

(百万タカ)

No.	プロジェクト名	ドナー	期間	金額
1	Construction of Dapdapia Bridge on Barisal-Patuakhali Road	KUWAIT	1/7/2000 -30/6/2013	3,022
2	Construction of Third Karnafuly Bridge	KUWAIT	1/7/2003 -30/6/2013	5,900
3	Construction of Shahid Buddhijibi Bridge(3rd Buriganga),2nd Sitalakkha Bridge and Tista Bridge	KUWAIT	1/7/2003 -30/6/2013	3,165.3
4	Road Network Improvement & Maintenance Project-2(RNIMP-2)	ADB	1/7/2004 -30/6/2013	9,803.4
5	Eastern Bangladesh Bridge Improvement Project (EBBIP)	JICA	1/7/2009 -31/12/2013	11,875.5
6	Construction of 3rd Sitalakkha Bridge in Bondar Upazill of Narayanganj.	Saudi Arabia	1/11/2010 -31/12/2013	3,776.3
7	Construction of Paira Bridge(Lebukhali Bridge) over Paira River on Barisal-Patuakhali Highway	KUWAIT	1/4/2012 -31/12/2016	4,132.9
8	Construction of Three Bridges along with 7th Bangladesh-China Friendship Bridge(Kazirtek Bridge) over Arial Kha River on Madaripur(Mostofapur)-Sariatpur-Chanpur Road.	China	1/5/2012 -3/6/2014	2,752.7

Bangladesh 国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

No.	プロジェクト名	ドナー	期間	金額
9	Greater Dhaka Sustainable Urban transport Project	ADB/AFD	1/12/2012 -1/12/2016	20,398.5
10	Technical Assistance for Sub-regional road Transport Project Preparatory Facility	ADB	1/7/2010 -30/6/2013	8,6315
11	Technical Assistance for Road Safety Improvement Program	ADB	1/7/2011 -28/2/2013	51.9
12	SASEC Road Connectivity Project :Improvement of Joydevpur-Chandra-Tangail-Elenga Road (N4) to a 4-lane Highway	ADB	1/4/2013 -31/3/2018	27,884.56
13	The Kanchpur,Meghna and Gumti 2nd Bridges Construction & Existing Bridges Rehabilitation Project	JICA	1/4/2013 -31/10/2021	84,869.383

(出典: RHD)

(9) 道路維持管理計画

維持管理報告書には RHD が所管する全道路網の整備に必要な年間の必要投資額が示されている。高速道路開発及び管理 (HDM -4) モデル (HDM- 4 ソフトウェア) のようなツールが道路網全体のメンテナンスの必要性を判断するために用いられている。また、現在価値と費用の割合に基づいて、優先順位付をして維持管理計画の策定、更新、実施を行っている。この目的のために、分析は、2 つのシーケンスで実施されている。最初に、全ての所管道路について長期的な保守の必要性を分析、評価される。2012 年－2013 年の維持管理に必要な予算額は、70,913.82 百万タカ、2013 年－2014 年が 20,099.14 百万タカ、2014 年－2015 年が 13,322.68 百万タカ、2015 年－2016 年が 11,470.38 百万タカ、2016 年－2017 年が 10,358.24 百万タカとされている。

この分析結果から、最初の年度の必要額が予算措置されて、執行されれば、後年度の投資必要額が低下する傾向が明らかである。後年度の負担を縮減するためには、最初の年度或いは早い時点での予算枠の最大化及びその執行が重要と言える。

次に、現在実施中で、粗さ分析の開始前に完了していなかった事業は、差し迫ったメンテナンスの必要性を判断する HDM の実行からは除外されている。それらの金額は 39,791.33 百万タカと見積もられている。

現在価値と費用の割合を用いて得た事業の優先順位付けによると、より交通量の多い道路が優先され、交通量の少ない Zilla 道路に対する優先順位は低くなる。そのため、道路マスタープランの指針に従って、Zilla 道路の維持管理のためには、別の優先順位付プロセスが採用されている。

最近、道路基金委員会法が議会によって承認された。同委員会は、公共及び民間両方を含む 19 種類の組織、機関から資金を集め、RHD の道路整備のための資金を割り当てることになる。同法によれば、委員会は長官に率いられ、RHD 及び最高責任者 (CEO) は政府によって任命される。RHD のチーフエンジニアは同役員会のメンバーになる。同委員会は、RHD が科学的な分析に基づいて作成した年間維持管理プログラムを承認する。同委員会と RHD との関係は法律には明確に規定されていないため、業務実施及び利害関係者の役割を明確にするルール作りが必要とされている。

アクセス道路の完成後、2 つのタイプの維持管理が必要とされる。

- a) 継続的: これは、毎年繰り返して行われる維持管理ルーチンで、路肩等の車道以外の部分の維

持管理、道路面の穴の修復、ひび割れ塞ぎ、道路端の補修等が含まれる。年間費用は約 5 百万タカである。

- b) 定期的: このタイプは定期、周期的に必要とされるもので、定期的な路面オーバーレイ完了後、通常は 5 年から 7 年毎に必要とされている。維持管理、補修の必要性は、道路データを反映させた HDM 分析により決定される。道路が耐用年数 20 年で設計されている場合は、そのライフサイクル中に少なくとも 2 回の周期的な補修を必要とする。延長 36.2 キロの道路に対する標準オーバーレイは RHD の最新の積算資料によれば、150 百万タカである。2020 年に完成するので、物価上昇を考慮す必要がある。

道路は、道路及び車両走行状況を収集、把握するために、本部の HDM サークルによって少なくとも年に一度は点検される必要がある。現場事務所は、所管の道路を一定の間隔で、点検し、必要なルーチン補修を行う。

#### (10) 結論

RHD は豊富な経験、実績、予算及び能力を有しており、事業実施機関として適格である。RHD は事業を成功裏に完了させるために、関連する諸組織と協力して事業を推進する。

### 13.8.2 Project Implementation Unit (PIU)

#### (1) Overview

PIU is RHD's replacement, serving as the central organization for project implementation. PIU's office is located in Dhaka, at the project site and the coordinator's office.

PIU's staff are engaged as the contractor's agent, with each position's staff responsible for specific tasks. PIU is a field office, and the latest project progress is reported to the PIU. PIU's office staff, as shown in Table 13.8-5, includes 8 staff in the Project Director's office, 9 staff in the Project Manager's office, and 6 staff in the Deputy Project Manager's office, totaling 23 staff for the access road project.

**Table 13.8-5 PIU Office Staff**

#### a) Office of the Project Director (Superintending Engineer, RHD)

No.	Position	Grade	Number	Remarks
01	Project Director (Superintending Engineer)	04	1	
02	Assistant Engineer	09	1	
03	Accounts officer	09	1	On Deputation
04	Estimator	10	1	
05	Head Assistant	11	1	
06	Computer Operator	13	1	
07	Driver	16	1	
08	MLSS	20	1	
	Sub-Total		8	

#### b) Office of the Project Manager (Executive Engineer, RHD)

No.	Position	Grade	Number	Remarks
01	Project Manager (Executive Engineer)	05	1	
02	Assistant Engineer	09	1	
03	Accountant	10	1	On Deputation
04	Computer Operator	13	1	
05	Senior Accounts Clerk	14	1	
06	Office Assistant	16	1	
07	Driver	16	2	
08	MLSS	20	1	
	Sub-Total		9	

#### c) Office of the Deputy Project Manager (Sub-Divisional Engineer, RHD)

No.	Position	Grade	Number	Remarks
01	Deputy Project Manager (Sub-Divisional Engineer)	6	1	
02	Sub-Assistant Engineer	10	2	
03	Computer Operator	13	1	
04	Driver	16	1	
05	MLSS	20	1	

	Sub-Total		6	
	Total		23	

**BWDB との連携による PIU 体制**

PIU は RHD 所属の職員によって設立されるが、アクセス道路の一部がマタバリ島において BWDB 所管の堤防上に建設されることになるので、BWDB との連携、協力が不可欠である。BWDB も堤防の改修、調節水門や樋門といった河川、水理構造物の建設のために、RHD と協力することになる。BWDB 所属の職員は PIU オフィスに配置はされないが、効果的な事業実施を確実なものとするために PIU と密接に連携する。RHD と BWDB の詳細な役割分担については、覚書 (MOU) により確定される。覚書において、BWDB は堤防及び調節水門、樋門等の河川構造物を専門とするユニットとして規定される。

図 13.8-2 に上述した PIU の構造と BWDB との連携関係を示す。

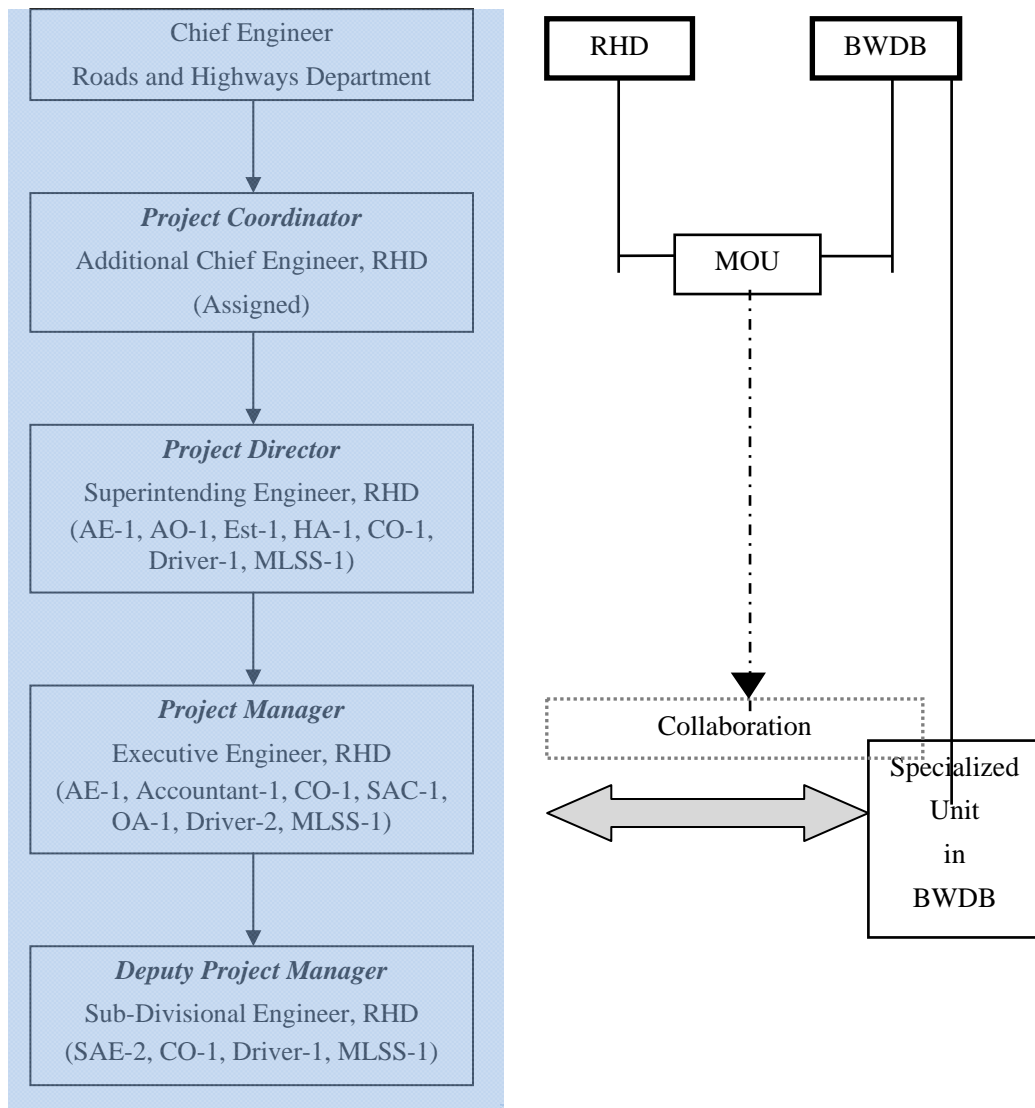


図 13.8-2 アクセス道路プロジェクトにおける PIU の構造

## (2) 覚書 (MOU)

RHD と BWDB の役割、業務業範囲を規定する覚書に関わる協議が進行中であり、詳細内容は覚書が合意された後となる。

堤防区間での道路建設に関し、RHD と BWDB の間での業務分担について想定される内容は、以下の通りである。

### 1) 詳細設計及び施工監理段階における各種調達手続き

道路、堤防及び河川構造物を含む、全ての調達手続きは RHD によって行われる。調達書類はコンサルタントが作成し、RHD に提出される。RHD による確認後、JICA に提出される。BWDB が担当する部分の調達書類もコンサルタントが作成し、BWDB による精査後、コンサルタントによって RHD に提出される。円借款資金が BWDB に入ることはない。

### 2) 設計及び建設工事

RHD は道路舗装の設計とその建設に責任を負う。一方、BWDB は河川構造物の設計とその施工に責任を負う。BWDB は河川構造物（堤防、法面及び樋門他）の設計を確認、承認する。施工段階においては、BWDB はコンサルタントと連携して、工事進捗量と工事の品質を確認する。コンサルタントが BWDB と PIU との間を調整して業務が円滑に進むよう配慮する。

### 3) 維持管理

供用段階においては、RHD と BWDB は、それぞれの予算でそれぞれの管理構造物を維持管理することになる。

少なくとも年に一度、RHD と BWDB によって構成される合同チームは、連携、協力状況を見直すために会合を開く。また、必要に応じて、特別会合も開催される。堤防道路の維持管理のために、特別な主導が必要な場合は、RHD がそのイニシアチブを取る。

### 13.8.3 関連機関

#### (1) 水資源開発庁 (BWDB)

##### 1) BWDB の概要

1954年に「バ」国は深刻な洪水被害を被った。被災地域の損害と食糧の損失を軽減するために、1959年に国連のミッションが編成され、その後2002年にパキスタン水資源・電力開発委員会が設立された。

「バ」国の解放後、大統領令第59号の下で、独立した組織、すなわちバングラデシュ水資源開発庁 (BWDB) が設立された。1999年国家水政策規則、2004年国家水管理計画及び関係する他の規制を考慮した方針の下、BWDBは、計画策定、維持管理及び調達評価を担当、実施してきている。

BWDBが担当する任務は大きく2つに分けられる。

##### 2) 構造物について

- (a) 河川、堤防、水路等の管理、全ての排水、灌漑、堤、調節水門及び所管する構造物の防護
- (b) 町や市場、歴史的な場所や国にとって重要な場所の防護
- (c) 新規建設を含む海岸堤防の防護
- (d) 国土を塩水の侵入及び干ばつ被害から護る
- (e) その他

##### (2) 非構造物について

- (a) 気象予報
- (b) 干ばつと洪水に関する警報
- (c) 水に関わる科学的研究
- (d) 堤防周辺に在る個人の土地内の森林、漁業及び道路に関わる環境開発
- (e) BWDBが実施する活動に関わる研究、評価

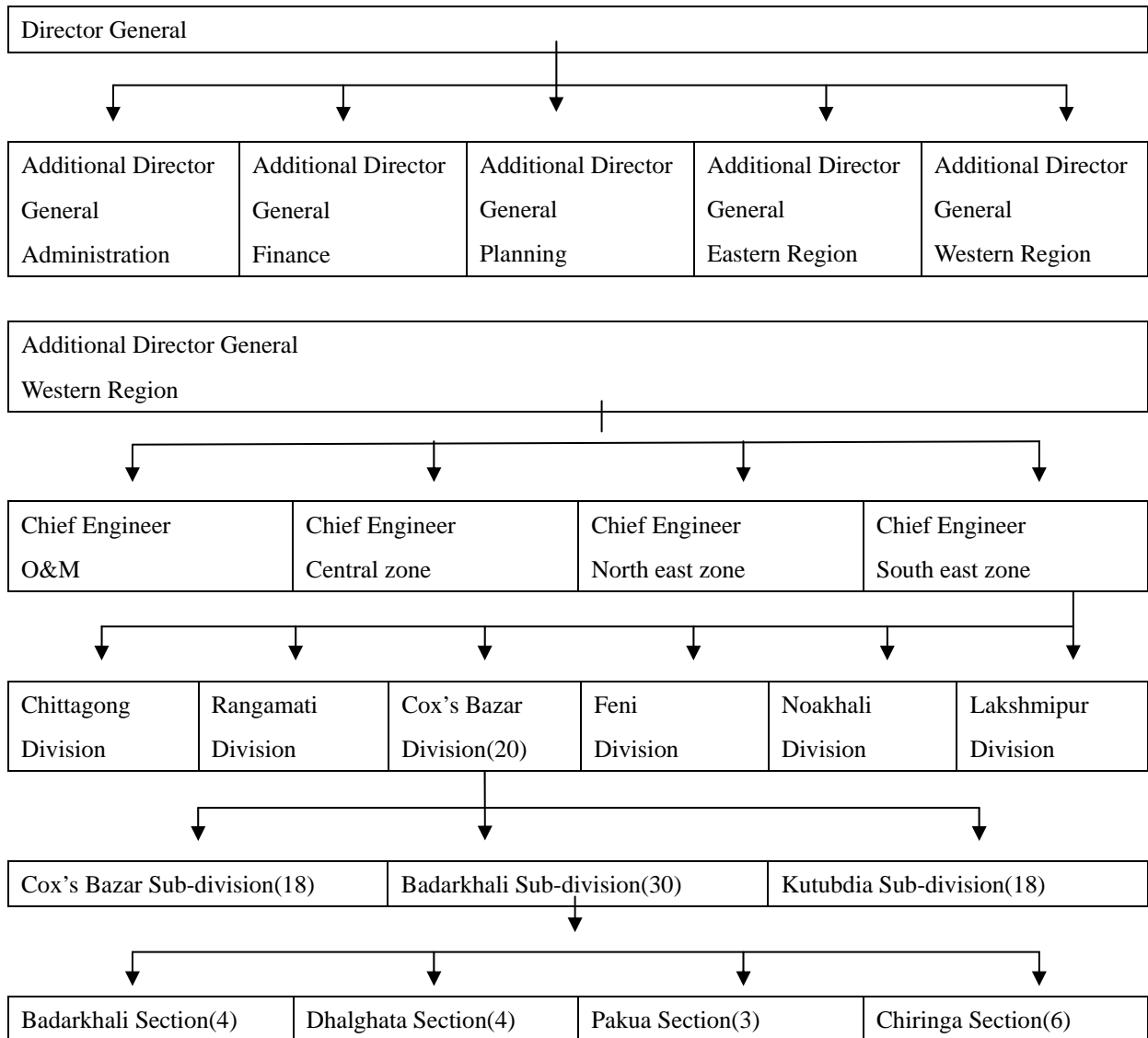
国家水管理政策の一連のガイドラインに従って、事業の実施前に、住民参加を推進する必要性が強調されている。事業実施により影響を受ける住民から意見を聴取し、検討するために特別な会合が開催される。また技術的な能力の取得を目的とする特別な訓練も施される。水管理組織 (WMO)、水管理グループ、水管理協会 (WMA) と水管理連盟 (WMF) との間で緊密な連携がなされている。BWDBは地域住民からの水管理に関わる課題や意見を極めて重視している。住民は、BWDBのウェブサイト ([www.bwbd.gov.bd](http://www.bwbd.gov.bd)) を見ることが可能であり、いつでも電子メールを通じて意見を述べる事が出来る。長期的な洪水や干ばつに関する警報については、テレビやラジオといった各種の媒体を通じて住民に対して事前に周知される。技術的な知識と能力を保持するために、BWDBは所属の技術者を海外へも派遣している。

##### 3) 組織

職員総数は6,061名、内訳は本部1,765名、地方事務所4,296名である。



BWDB の組織、体制を以下に示す。



(Source: BWDB, ( ): Manpower)

図 13.8-3 BWDB の組織図

#### 4) 機能

##### ① 総局長オフィス

- a) 水資源開発庁法、他の関連法令、規制及び政府方針等によって定められた任務の遂行についての最高意思決定機関
- b) BWDB が統一された組織として効率的に機能するように全ての事業所とその職員を統括する
- c) BWDB の長としての責務を遂行し、その運営に関わる重要な事項について決定をする。

##### ② 管理部門

- a) BWDB の事業実施に必要な人材募集、人材育成、人員配置等の組織統制に関する事項
- b) BWDB の事業遂行のために動産、不動産の取得に関する事項

##### ③ 計画部門

- a) 国家レベルの観点と五カ年開発計画策定のための提言と技術的レビュー
- b) 国家水管理計画（NWMP）及び国家水政策の方針に合致した詳細な水資源開発計画の策定
- c) 水文調査、データ収集と管理及び研究
- d) BWDB が実施する事業のための計画策定
- e) 水セクターの開発計画策定に関する最新の情報を保持する
- f) WARPO 及び他の水部門の機関を支援して、効率的な水資源管理及び水利用計画の策定、水管理に関する各種のガイドラインの更新

##### ④ 財務部門

- a) BWDB の事業実施に必要な人材募集、人材育成、人員配置等の組織統制に関する事項
- b) BWDB の事業遂行のために動産、不動産の取得に関する事項

##### ⑤ 実施部門

- a) 予算及び資金の支出を含め、BWDB の全ての財務事項の管理
- b) 財務規律、会計及び監査要件の維持を含む財務面の統治

##### ⑥ 維持管理部門

- a) 完了事業について、全ての基本的情報を含めインベントリーを作成し、更新をする
- b) NWPO に基づき、面積 5,000 ヘクタール以上の完了事業について、その維持管理を行う
- c) 地域、コミュニティ組織及び地方自治体を支援して、面積 5,000 ヘクタール以下の管理領域についてその維持管理の仕組み作りを推進する
- d) 理事会の指示に基づき、政府予算により、事業の修復を随時行う
- e) 供用されている、或いは修復された面積 1,000 ヘクタール以下の事業の地方自治体への移管
- f) 水管理に関わる事業活動については、NWPO に提示されている
- g) 地方を対象とした貧困削減プログラムである、労働のための食糧（FFW）プログラムに関するあらゆる活動
- h) 費用回収、管理地域の開発と参加型の水管理に関する事項

i) 自然災害による水関連インフラに対する被害の予防、災害後の被害評価、緊急補修

5) 予算配分

BWDB の予算は開発予算と非開発予算に分かれている。開発予算は、新規事業実施のために使われ、非開発予算は、給与、事務費など、維持管理、開発以外のプログラム等に使われる。

表 13.8-6 過去 5 年の BWDB 予算

(Million Taka)

会計年度	非開発予算	開発予算			合計
		政府	ドナー	計	
2007-08	5,003.7	6,740.6	2,592.6	9,333.2	14,336.9
2008-09	5,921.2	5,798.3	2,906.9	8,705.2	14,626.4
2009-10	7,138.8	7,675.8	4,805.8	12,481.6	19,620.4
2010-11	7,038.9	10,068.0	4,327.4	14,395.4	21,434.3
2011-12	7,516.7	11,452.7	3,898.0	15,350.7	22,867.4

(Source: BWDB)

6) 事業実施

最近の成功事例（2009 年 6 月現在）

完了事業の数（709 件）

事業報告における灌漑、治水及び水資源

海岸堤防－4,530 km

その他の堤防－5,694 km

その他

灌漑洪水防御と水のステートメントに

海岸堤防、4530 キロ

その他堤防 - 5694 キロ

など

川の護岸とメンテナンス

・護岸工事 - 561 キロ

・など

7) 洪水災害の管理

継続的にサイクロン、洪水、津波による災害の管理及び洪水/サイクロンに起因する甚大な被害、

損失を減らすための体制として機能する

洪水発生中は、BWDB の関係する全ての職員は、完全に動員され、洪水被害を軽減する必要なあらゆる対策、手段を講じる

BWDB は堤防を維持し、サイクロン、津波、暴風から防護することにより、住民をそれらの災害から護る。住民とその資産を護るために多数のサイクロンシェルターが建設されている。河川堤防の浸食は、それらとは別の憂慮すべき災害である。町や河川堤防の防護については、既に対応され実施中にある。

## 8) ビジョン、ミッションとゴール

### ① ビジョン

国家水管理政策、国家水管理ガイドラインの策定に当該分野を所管する機関として参画する。規則に則り、近い将来において、全ての課題、例えば面積 1,000 ヘクタールまでの小規模な事業については、管理を BWDB が適切に指導することにより、地方管理委員会に移管する。

面積 1,000 ヘクタール及びそれ以上の中、大規模事業は、地方の組合等との連携によって共同で管理される。以下に述べる事項は、生活水準の向上のために、全ての住民の参加を通じて行われる。

洪水、高潮等の災害によって家屋を失った貧しい人々を保護するために、シェルターを整備する。そのような施策を確実にするために必要となる円滑な統治を実現するための完成、責任、フィードバックに関するルール作り。環境に優しい開発を旨とする。

### ② ミッション

- a. 水域の円滑な管理を通じて、長期的な開発に関与する
- b. 洪水、干ばつ、水の滞留、国際河川、塩水に関する制約、苦情を把握して処理対策を講じる。
- c. 農業、漁業、林業の長期、継続的な開発のために、経済開放を通じて、男女に平等な機会を確保すると共に、住民の知識と能力を向上させ、地方の人々が自力で水管理計画を策定出来るようにする。

### ③ ゴール

BWDB の目指すゴールは、国家水管理政策に従って、以下の課題を解決することである。

貧困の軽減

食糧供給に関わる安全確保

持続可能な経済の実現

基準となる生活水準の開発

調和の取れた環境の保全

## 9) RHD、BWDB、地方政府工学科（LGED）の関係

RHD と BWDB は Matarbari 側のアクセス道路の維持管理のために協力する。BWDB は所管の堤防部分の道路の斜面保護や堤防の維持に責任を持つ。BWDB は多くの経験、予算及び事業を担当するに十分な能力を有している。

LGED は地方の田舎、都市と小規模水資源インフラ開発プログラムの計画と実施を所管する最大の公共部門の組織の一つである。LGED は、事業実施サイクルのすべての段階で、人々の参加とボトムアップ計画を確実にするために、地元の利害関係者と緊密に連携している。LGED の開発活動の基本的な目的は、地域レベル及び利害関係者のキャパシティ・ビルディング、そして社会基盤の整備を通じて社会経済状態を改善することである。従って、必要に応じて LGED との適切な連携は事業の効果的な推進に有益である。

### (2) 地方行政技術局（LGED）

#### 1) LGED の概要

地方行政技術局（LGED）は、ローカルレベル、農村都市と小規模水資源インフラ開発プログラムの計画と実施を統括管理する、「バ」国における最大の公共部門の組織の一つである。LGED は、プロジェクト実施サイクルのすべての段階で、人々の参加とボトムアップを推進する計画を確実にするために地元の利害関係者と密接に連携している。LGED の開発活動の広範な目的は、地域レベルや利害関係者のキャパシティ・ビルディングでのインフラの供給を通じて国の社会経済状態を改善することである。LGED は、地域レベルでの雇用機会を創出するために労働集約的な技術を尊重し、所定の品質を維持しつつ、事業コストの最適化のために、建設と維持管理に必要な資材について、地元産のものを使用している。LGED は、道路、橋梁、カルバート、市場等の整備、建設を通じて社会の活性化、環境保護という多様なプログラムで広範に活動している。LGED の組織的背景は、農村ワークスプログラム（RWP）、タナ灌漑プログラム（TIP）及びタナ技術開発委員会（TTDC）等を含むワークプログラム（WP）の実施に遡ることが出来る。その小組織は、1970 年代に地方自治農村開発協同組合省（MLGRD&C）の地方政府部門（LGD）に設立された。全国レベルのワークプログラム（WP）の統括のために、ワークプログラム部門（WPW）が開発予算の下で 1982 年に誕生した。1984 年 10 月に政府の歳入予算の下で、地方行政技術部（LGEB）に改編された。1992 年 8 月に LGEB は LGED に改編、強化された。

2) Organization

LGED の組織体制を図 13.8-4 に示す。

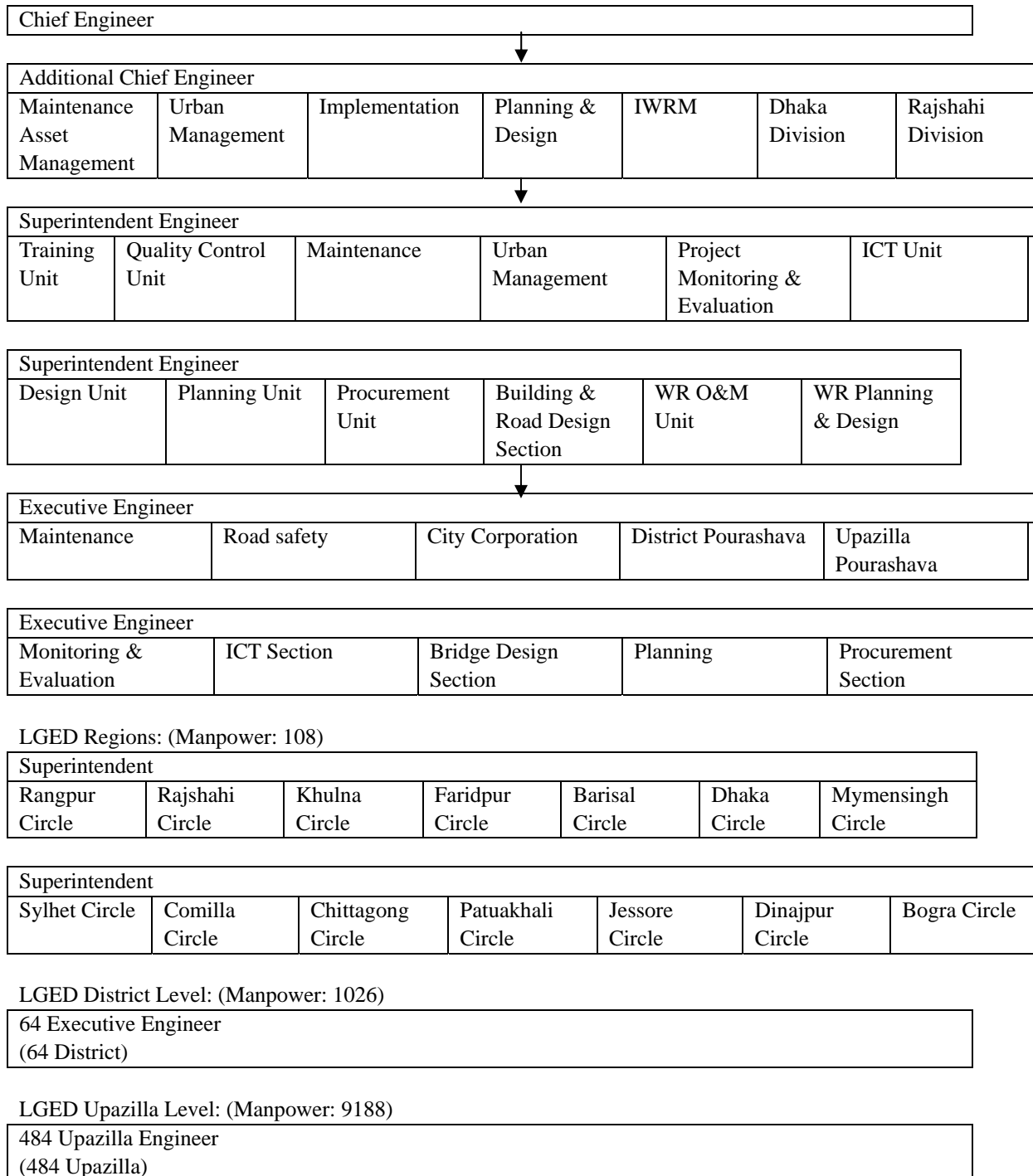


図 13.8-4 LGED の組織体制

3) コックスバザールの LGED の組織概要表

表 13.8-7 コックスバザールの LGED の組織概要

（この表は秘匿性の高い情報が含まれるため掲載致しません。）

4) 技術者の能力

各部所のほぼ全ての技術者が各種の技術的、管理的な研修に参加してきている。実施時期を調整することにより、業務の合間を縫って、調達、研究室の品質管理、構造設計、情報技術、地理情報システム（GIS）、全球位置システム（GPS）に関する研修等が実施されている。

LGED の研修企画部門は、1～2 週間の研修スケジュールを設定して実施している。政府は、推薦された技術者に対して、海外での研修を受講させている。従って、これら研修プログラムを通じて、LGED のほとんどの技術者は効率的に職務を遂行することが可能である。

5) 本部および地方事務所の関係

本部と地域地区事務所の連携体制は密接、かつ良好に維持されている。本部のエグゼクティブエンジニアは、地区の監督技術者に対して直接の管理責任を有し、また政府の規定、規則に基づいて遂行する全ての職務と義務について、本部の補助チーフエンジニアに対して説明責任を有する。

6) 過去5年の予算

表 13.8-8 過去5年間の予算

(Million Taka)

Item	2008	2009	2010	2011	2012
Amount of budget application	400	450	500	220	250
Amount of budget finality approval	400	450	500	220	250
National funds	100	120	150	200	230
Road Fund	320	350	400	180	200
Donor country funds etc.	300	330	350	20	20
Others					

(Source: LGED)

7) プロジェクト管理ユニット (PMU)

プロジェクトダイレクターが統括するプロジェクト管理ユニットは、エグゼクティブエンジニア/アシスタントエンジニア/サブアシスタントエンジニア/積算担当/コンピュータオペレータ、事務員から構成される。

8) LGED の維持管理部門

LGED は、長年にわたり毎年、被災損傷した農村道路、堤防、LGED 本部ビル、カルバート、樋門、河川の船着き場、市場、学校、斜面保護工等の修理及び維持管理のため部門を運営している。これら LGED が所管する貴重な施設の適切な維持管理は、施設が円滑に機能発揮するために極めて重要である。これらの保守プログラムは、通常、短期と長期的なものに区分されている。サイクロン、津波、大規模洪水等によって上述の施設が被害を受けた際には、修復は優先順位付けされた維持管理プログラムに従い、緊急度合を考慮して対処される。全ての維持管理活動は、土木構造物を修復するために割り当てられた資金で実施される。維持管理部門の重要性は強調しすぎることは出来ない。

政府は 1992 年－1993 年以降、既存の LGED 所管の社会基盤施設の維持管理予算を歳入予算の下で配賦し、受益者の利益を重視し、徐々に予算を増加している。

① 予算配分と支出

維持管理予算の大部分は、農村地域/道路、橋梁、カルバート、斜面保護、地域成長センター、市場、学校、建物、ユニオン議会の建物、コーズウェイ等に割り当てられた。2011 年－2012 年度に政府は、道路、橋梁、アプローチ道路、斜面保護、市場、学校、建物等の維持のために前年度より 4.8%増の 630.70 千万タカを配分した。



表 13.8-9 年間維持管理費(2011年-2012年)

No	Name of Main Components	Quantity	Financial Expenditure (Crore Tk)	Remarks
1.	Regular Road maintenance	19500 km	81.68	
2.	Continual Road maintenance	5207 km	486.32	
3.	Maintenance of Bridge and Culvert	11400 km	57.00	
4.	Small scale Water Management Infrastructure	43350 ha	5.75	

(Source: LGED)

9) コックスバザールにおける LGED 所管の道路、協力の現状  
 道路区分に毎の現在の舗装率は以下の通りである;

表 13.8-10 道路区分毎の舗装率

Road Category	Surface Type	Paved (Km)	Unpaved (Km)	Total (Km)
National Road /Upzilla Road		311	97	408
Feeder /Regional road etc/Union road		322	222	544
Village Road		624	2617	3241
Total		1257	2936	4193

(Source: LGED)

タイプ別の道路現況は下記に示す通りである。

表 13.8-11 タイプ別の道路現況

Road Condition	Surface Type	Paved (Km)	Unpaved (Km)	Total (Km)
Very Good		850	400	1250
Good		320	1080	1400
Fair		50	1100	1150
Bad		30	270	300
Very bad		7	86	93
Total		1257	2936	4193

(Source: LGED)

10) RHD と LGED の協力関係

LGED は、事業を成功裏に完了するために、RHD に協力することを、公式に表明している。

## 第 14 章

### 經濟財務分析



## 第14章 経済財務分析

プロジェクトでは、経済的実行可能性を評価するための経済的内部収益率と財政的実行可能性を評価するための財務的内部収益率を解明することによって、その実行可能性は評価されるべきである。

以下は、JICA 調査団が本プロジェクトの最終的な鑑定と評価を行う際に、きちんと分析されなければならない重要な分野である。

### 14.1 事業費

<Blank>

#### 14.1.1 算出の基本条件

<Blank>

#### 14.1.2 プラント建設費

<Blank>

#### 14.1.3 発電設備建設費の推定

<Blank>

### 14.2 経済及び財務分析

<Blank>

#### 14.2.1 前提条件

<Blank>

#### 14.2.2 財務シミュレーション

<Blank>

### 14.3 財務的評価

<Blank>

#### 14.3.1 評価の方法論と基本的変数

<Blank>

#### 14.3.2 財務コスト

<Blank>

#### 14.3.3 財務便益

<Blank>

#### 14.3.4 FIRR

<Blank>

#### 14.3.5 感度分析

<Blank>

#### 14.3.6 結論と提言

<Blank>

### 14.4 経済分析

<Blank>

#### 14.4.1 評価方法と基本的変数

<Blank>

#### 14.4.2 経済費用

<Blank>

#### 14.4.3 経済便益

<Blank>

#### 14.4.4 経済分析

<Blank>

#### 14.4.5 感度分析

<Blank>

## 14.5 運用効果指標

### 14.5.1 定量的効果

プロジェクトの運用をモニターし、事業効果を確認するための作業のツールとして以下に運用効果指標を整理する。指標として採用する項目は JICA のガイドラインである“Operational and Effect Indicators Reference 2nd Edition” (JBIC, October, 2001)に準拠したものとなっている。

表 14.5-1 運用効果指標

指標	単位	ベースライン	目標	備考
A. 発電プラント				
[運用指標]				
1. 最大出力	MW/基	N/A	600	・発電端出力
2. 利用率	%	N/A	80	・プラント利用率は以下の式で定義される：
3. 稼働率	%	N/A	85	年間利用率 = 年間発電量 (MWh) / { 定格容量 (MW) x 8,760 (時間/年) } x 100 (%) ・本プロジェクトは、最新鋭高効率大容量火力で、定期検査で(年間平均1.5ヵ月程度)停止する以外は、定格負荷にて連続運転を行うこととなっている。従って利用率は最大 87.5%となるが、実際の運用においては、給電状況や設備不適合による負荷下げ運転も起こり得ることから、それらを考慮して 80%と設定されている。 ・稼働率は以下の式で定義される： 稼働率 = 年間運転時間 (時間/年) / 8,760 (時間/年) x 100 (%) = { 8,760 (時間/年) - 停電時間 (時間/年) } / 8,760 (時間/年) x 100 (%) ・85%はベースロード運用を前提とする指標として設定されている。
4. 所内率	%	N/A	6.48	・以下の式で定義される： 所内率 = 発電所内電力消費量 (MW) / 定格出力 (MW) x 100 (%) ・6.48% は調査チームがプロジェクトの条件を考慮して設定した。

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

指標	単位	ベースライン	目標	備考
5. 発電端熱効率	%	N/A	41.29	<ul style="list-style-type: none"> <li>以下の式で定義される：                      発電端熱効率 = 定格出力 (kW) x エネルギー変換係数 (kcal/kWh) / {石炭発熱量(kcal/kg) x 石炭消費量 (kg/h)} 100 (%) = 蒸気タービン熱効率 (%) x ボイラ熱効率 (%) / 100 (%)</li> <li>蒸気タービンとボイラの熱効率は、USCプラントの蒸気条件(24.5MPa x 600°C / 600°C)，使用炭の性状(発熱量 4,700 kcal/kg 等)、「バ」国の気象条件(大気温度 30°C、海水温度 30°C 等)等を考慮して調査チームにて設定した。</li> </ul>
6. ユニット停止時間	時間/年	N/A	1,314 時間を超過しない	<ul style="list-style-type: none"> <li>ベースロード運用を前提とする。</li> <li>停電が発生する場合の原因構成の通りと想定：                      ・人為的エラー：:0                      ・機械的故障：2.5% (9日)                      ・定期修理：12.3% (45日)                      ・合計：15.0% (54.7日)</li> </ul>
7. ユニット停止回数	回/年	N/A	10回を超過しない	<ul style="list-style-type: none"> <li>ベース運用ユニットは定期点検以外は連続運転を行う。事故回数の想定は困難であるが、年間1-2回は起こり得る。</li> <li>10回/年は起こり得ない回数として設定している。</li> </ul>
[効果指標]				
8. 送電端発電量	GWh/年	N/A	7,865	<ul style="list-style-type: none"> <li>上記1.及び2.項より以下の通り算出される：                      送電端発電量 (GWh/年) = 最大出力 (MW) x {1 - 所内率 (%) / 100 (%)} x 8,760 (時間/年) x 利用率 (%) / 100 (%) / 1000 (GW/MW)</li> </ul>
[環境面の効果指標]				
1. CO2 排出	1基当たり千トン/年	N/A	3,416	<ul style="list-style-type: none"> <li>上記運用指標、石炭性状及び燃焼ガスにおける大気汚染濃度等より以下計算される：                      HHV: 4,700kcal/kg                      Carbon in coal:50.0%,                      NO<sub>x</sub>: 460mg/Nm<sup>3</sup>                      SO<sub>2</sub>: 820mg/Nm<sup>3</sup>                      煤塵 t: 50mg/Nm<sup>3</sup> (at dry, 6%O<sub>2</sub>)</li> </ul>
2. NOx 排出	1基当たり千トン/年		6.1	
3. SO2 排出	1基当たり千トン/年	N/A	10.9	
4. 煤塵排出	1基当たり千トン/年	N/A	0.7	

バングラデシュ国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

指標	単位	ベース ライン	目標	備考
5. 燃料消費		N/A	1,863	<ul style="list-style-type: none"> <li>・CO<sub>2</sub> 排出量は以下により計算される：                      CO<sub>2</sub> 排出量 (t/年) = 年間石炭消費量 (kg/年) x 炭素含有率 (%) / 100(%) x (44.010/12.011), 44.010 及び 12.011 は CO<sub>2</sub> 及び炭素の分子量.</li> <li>・汚濁物質 (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, 煤塵等) の排出量は以下により算出：                      汚濁物質排出量 (t/年) = 汚濁物質濃度 (mg/Nm<sup>3</sup>, dry, 6%O<sub>2</sub>) x (20.95 - O<sub>2</sub>%) / (20.95-6.0%) x 最大出力における乾排ガス量 (Nm<sup>3</sup>/h, 実 O<sub>2</sub>%) x 8760 時間/年 x 稼働率 (%) / 100 (%)</li> <li>・排ガス中の酸素濃度は 3.89% と予測、乾排ガス流量は燃焼計算より 1,660,400 Nm<sup>3</sup>/h とした。</li> </ul>
<b>B-送電線</b>				
[運用指標]				
1 送電ロス	%	N/A	0.4	<ul style="list-style-type: none"> <li>・送電線亘長：61.5 km</li> <li>・抵抗値：1.0904 Ω/回線</li> <li>・送電端出力：600 MW/回線</li> <li>・送電端電流値：866 A/回線 = 600 MW/(√3 x 400kV)</li> <li>・送電損失：3I<sup>2</sup>R = 866 x 866 x 1.0904 x 3 = 2.45 MW/回線</li> <li>・送電ロス率：2.45/600 = 0.4%</li> </ul>
<b>C-港湾</b>				
[運用指標]				
1. バース稼働率	%	N/A	60	・投下するコストと建設後施設の健全なバランスの維持
2. 総貨物量	百万トン	N/A	400	・50 石炭専用船隻数 X 80,000 ton
3. 総トン数(グロス)	百万トン	N/A	400	・50 石炭専用船隻数 X 80,000 ton
4. 浚渫量	立方メートル	N/A	360,000	・漂砂シミュレーションによる
<b>D アクセス道路</b>				
[運用指標]				
1. 発電プラント関連の交通量	車種別車両数/月	N/A	今後設定予定	
2. 新設橋の交通量	車種別車両数/月	N/A	今後設定予定	



Bangladesh 国 チッタゴン石炭火力発電所建設事業準備調査  
 ファイナルレポート（発電所・港湾・送電線・アクセス道路・自然条件調査）

指標	単位	ベース ライン	目標	備考
[効果指標]				
1. 発電所関連の交通量	車種別車両数/月	N/A	今後設定予定	
2. 新設橋の交通量	車種別車両数/月	N/A	今後設定予定	
3. 雨期の交通量	車種別車両数/月	N/A	今後設定予定	
4. 新設橋及び Matarbari 橋における交通量の増加分	車種別車両数/月	N/A	今後設定予定	*2つの橋梁における交通量調査が必要

(出典) JICA 調査団

各項目の目標値は調査団が蓄積した国際経験に基づいて行っている。各目標値はプロジェクトが最低限求められる数値をその初期目標としてセットした。事業の進捗、モニタリングの進展に合わせて目標値自体についてレビューを行い、最終目標を達成するべく、継続的な努力が求められる。